

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS.

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE LOS CAMPOS AUCA, SACHA Y SHUSHUFINDI DEL CENTRO ORIENTE ECUATORIANO PARA DEFINIR LOS PARÁMETROS ÓPTIMOS DEL PROCESO DE PERFORACIÓN.

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS.**

SAÚL JAVIER GONZÁLEZ SILVA.

slach85g@hotmail.com

RICARDO ANDRÉS GUTIÉRREZ VELÁSQUEZ.

andres_4891@hotmail.com

DIRECTOR: ING. EINSTEIN BARRERA PIJAL.

einstein_barrera@arch.gob.ec

Quito, Junio 2015.

DECLARACIÓN

Nosotros, Saúl Javier González Silva y Ricardo Andrés Gutiérrez Velásquez, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente utilizado para ningún grado o calificación profesional; y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

SAÚL GONZÁLEZ S.

RICARDO GUTIÉRREZ V.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente proyecto de titulación fue realizado por los señores Saúl Javier González Silva y Ricardo Andrés Gutiérrez Velásquez, quienes lo han realizado bajo mi supervisión.

ING. EINSTEIN BARRERA PIJAL

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a Dios por siempre colmarme de bendiciones y brindarme la oportunidad para ser mejor cada día, contando con la compañía y apoyo de todos mis seres queridos.

Un especial agradecimiento a mis padres, Esteban González y Susana Silva quienes han sabido brindarme su apoyo incondicional, para que yo pueda alcanzar esta meta.

A mis hermanos con los cuales he compartido muchos altibajos en la vida y siempre han estado a mi lado, para superar las dificultades y claro festejar todos los triunfos y victorias logradas.

Al Ing. Einstein Barrera, quien nos brindó la oportunidad para realizar este trabajo y nos ha sabido guiar y dar toda la ayuda necesaria para poder desarrollar y terminar el proyecto de titulación.

Al Ing. Raúl Valencia, por la asistencia y colaboración brindada para poder llevar a cabo la culminación de este proyecto.

A todos mis amigos y amigas con los cuales se ha compartido innumerables experiencias, los cuales siempre han estado en las buenas y en las malas a lo largo de esta vida universitaria, tanto como cuando debíamos estudiar para poder pasar las materias, como cuando llegaba la hora de festejar por los logros alcanzados.

A mis tíos Alfonso Silva y Dioselina Silva, quienes siempre han estado pendientes no sólo de mí sino de todos mis hermanos, para podernos brindar toda la ayuda posible que este a su alcance.

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH, donde nos abrieron las puertas para darnos la oportunidad y las facilidades necesarias para llevar a cabo el presente proyecto.

Saúl

AGRADECIMIENTOS

Al Ing. Einstein Barrera, por la amabilidad, profesionalismo y colaboración brindada al desarrollo del presente trabajo, sabiéndonos guiar de la mejor manera al culminar de este proyecto.

Al Ing. Raúl Valencia, quien nos supo encaminar en el cumplimiento de esta meta y por toda la colaboración brindada.

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH, por las facilidades brindadas para llevar a cabo el presente proyecto y a cada uno de los departamentos donde acudimos.

Andrés

DEDICATORIA

Principalmente dedico este trabajo a mis padres Esteban y Susana, por haberme enseñado a luchar por los sueños y no rendirme, por siempre brindarme su amor y apoyo incondicional, por haberme enseñado el valor del trabajo duro y la recompensa que se recibe por el mismo.

A mis hermanos Alfonso, Israel y Felipe con los cuales hemos crecido y superado los obstáculos que se han presentado para poder llegar a cumplir nuestras metas.

A mis tíos Alfonso y Dioselina quienes han sido un gran apoyo y siempre han estado atentos para poder brindar su ayuda en todo lo que sea posible.

A todos mis amigos, con los cuales espero seguirnos viendo y acolitarnos en todo lo que sea posible y seguir creciendo tanto personalmente como profesionalmente.

Saúl

DEDICATORIA

Principalmente a mis padres Ricardo y Patricia por todo el apoyo, por el ejemplo de superación, por el esfuerzo dedicado, por ser los pilares fundamentales en mi vida y por toda la educación impartida la cual se ve reflejada ahora en el culmino de mi carrera.

A mi hermano Cristhian, por haberme ayudado y apoyado en los momentos en lo que lo necesite, gracias hermano.

A mis abuelitos Ricardo y Leonor, por aconsejarme siempre y darme ánimos para seguir adelante.

A mis tíos Mirna y Belford, por brindarme su apoyo principalmente al inicio de mi carrera y siempre que pudieron ayudarme.

A mis grandes amigos petroleros y a todas aquellas personas que de alguna u otra manera contribuyeron positivamente durante mi vida universitaria.

Andrés

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS	XI
ÍNDICE DE TABLAS	XII
ÍNDICE DE GRÁFICAS.....	XVI
ÍNDICE DE ANEXOS	XX
RESUMEN.....	XXI
PRESENTACIÓN.....	XXIII
CAPÍTULO 1.....	1
DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA Y UBICACIÓN DE LOS CAMPOS SELECCIONADOS DEL CENTRO ORIENTE ECUATORIANO	1
1.1. INTRODUCCIÓN	1
1.2. CAMPO AUCA.....	1
1.2.1. UBICACIÓN DEL CAMPO AUCA.....	1
1.2.2. GEOLOGÍA DEL CAMPO AUCA	3
1.2.2.1. Descripción litológica por formaciones del Campo Auca	3
1.2.3. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO AUCA	14
1.3. CAMPO SACHA.....	15
1.3.1. UBICACIÓN DEL CAMPO SACHA.....	15
1.3.2. GEOLOGÍA DEL CAMPO SACHA.....	16
1.3.2.1. Descripción litológica por formaciones del Campo Sacha	16
1.3.3. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO SACHA.....	26
1.4. CAMPO SHUSHUFINDI.....	27
1.4.1. UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	27
1.4.2. GEOLOGÍA DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	28
1.4.2.1. Descripción litológica por formaciones del Campo Shushufindi..	29
1.4.3. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI	37

CAPÍTULO 2.....	38
FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE OPERACIONES Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.....	38
2.1. INTRODUCCIÓN.....	38
2.2. SECUENCIA DE LAS OPERACIONES.....	38
2.2.1. SECCIÓN CONDUCTOR DE 26" Y REVESTIDOR DE 20".....	38
2.2.1.1. Bajada de Casing de 20".....	40
2.2.1.2. Potenciales problemas durante la Sección.....	41
2.2.2. SECCIÓN DE 16" Y REVESTIDOR DE 13 3/8".....	43
2.2.2.1. Bajada de Casing de 13 3/8".....	44
2.2.2.2. Potenciales problemas durante la Sección.....	47
2.2.3. SECCIÓN DE 12 ¼" Y REVESTIDOR DE 9 5/8".....	50
2.2.3.1. Bajada de Casing de 9 5/8".....	50
2.2.3.2. Potenciales problemas durante la Sección.....	50
2.2.4. SECCIÓN DE 8 ½" Y LINER DE 7".....	55
2.2.4.1. Bajada de Liner de 7".....	56
2.2.4.2. Potenciales problemas durante la Sección.....	58
2.3. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.....	62
2.3.1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN.....	62
2.3.1.1. Yield Point (YP) - Punto Cedente.....	62
2.3.1.2. Viscosidad Plástica (PV).....	62
2.3.1.3. Viscosidad.....	63
2.3.1.4. Densidad.....	63
2.3.1.5. Porcentaje De Sólidos.....	63
2.3.2. BROCAS.....	64
2.3.2.1. Velocidad De Penetración (ROP).....	64
2.3.2.2. Velocidad De Rotación (RPM).....	64
2.3.2.3. Caudal.....	64
2.3.2.4. Peso Sobre La Broca (WOB).....	64
2.3.2.5. Área De Flujo Total (TFA).....	65
2.3.3. PARÁMETROS DIRECCIONALES.....	65
2.3.3.1. Ángulo Máximo De Desviación.....	65
2.3.3.2. Azimuth.....	65

CAPÍTULO 3	66
SELECCIÓN Y ORGANIZACIÓN DE LA BASE DE DATOS DE LOS POZOS DE LOS CAMPOS AUCA, SACHA Y SHUSHUFINDI EN EL PERIODO ESTABLECIDO PARA EFECTUAR EL ANÁLISIS COMPARATIVO	66
3.1. INTRODUCCIÓN	66
3.2. ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN	66
3.2.1. UBICACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS	67
3.3. ORGANIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS LLEVADOS A CABO EN LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN.....	72
3.3.1. LITOLOGÍA	72
3.3.2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN	73
3.3.3. BROCAS	73
3.3.4. ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS.....	74
CAPÍTULO 4	75
ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS UTILIZADOS EN LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE LOS CAMPOS SELECCIONADOS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	75
4.1. INTRODUCCIÓN	75
4.2. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN LITOLÓGICA	75
4.2.1. ANÁLISIS TVD	75
4.2.1.1. Análisis TVD del Campo Auca	75
4.2.1.2. Análisis TVD del Campo Sacha	78
4.2.1.3. Análisis TVD del Campo Shushufindi	80
4.2.2. ANÁLISIS MD.....	83
4.2.2.1. Análisis MD del Campo Auca.....	83
4.2.2.2. Análisis MD del Campo Sacha	85
4.2.2.3. Análisis MD del Campo Shushufindi.....	87
4.3. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	90
4.3.1. SECCIÓN 16".....	91
4.3.1.1. Campo Auca	91
4.3.1.2. Campo Sacha	96
4.3.1.3. Campo Shushufindi.....	101
4.3.2. SECCIÓN 12 1/4"	109

4.3.2.1.	Campo Auca	109
4.3.2.2.	Campo Sacha	110
4.3.2.3.	Campo Shushufindi	110
4.3.3.	SECCIÓN 8 1/2"	114
4.3.3.1.	Campo Auca	114
4.3.3.2.	Campo Sacha	115
4.3.3.3.	Campo Shushufindi	115
4.4.	ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE BROCAS	119
4.4.1.	SECCIÓN 16"	119
4.4.1.1.	Campo Auca	119
4.4.1.2.	Campo Sacha	124
4.4.1.3.	Campo Shushufindi	130
4.4.1.4.	Análisis comparativo sección 16"	135
4.4.1.	SECCIÓN 12 1/4"	139
4.4.1.4.	Campo Auca	139
4.4.1.5.	Campo Sacha	140
4.4.1.6.	Campo Shushufindi	141
4.4.1.7.	Análisis comparativo sección 12 1/4"	142
4.4.2.	SECCIÓN 8 1/2"	145
4.4.2.4.	Campo Auca	145
4.4.3.2.	Campo Sacha	146
4.4.3.3.	Campo Shushufindi	147
4.4.3.4.	Análisis comparativo sección 8 1/2"	147
4.5.	ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS.....	152
4.5.3.	SECCIÓN 16"	152
4.5.3.1.	Campo Auca	152
4.5.3.2.	Campo Sacha	152
4.5.3.3.	Campo Shushufindi	153
4.5.4.	SECCIÓN 12 1/4"	155
4.5.4.1.	Campo Auca	155
4.5.4.2.	Campo Sacha	155
4.5.4.3.	Campo Shushufindi	156

4.5.5. SECCIÓN 8 1/2"	158
4.5.5.1. Campo Auca	158
4.5.5.2. Campo Sacha	158
4.5.5.3. Campo Shushufindi	159
4.6. PARÁMETROS ÓPTIMOS DE PERFORACIÓN PARA LOS CAMPOS AUCA, SACHA Y SHUSHUFINDI DE ACUERDO AL ESTUDIO	161
CAPÍTULO 5	162
ANÁLISIS ECONÓMICO COMPARATIVO DE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS	162
5.1. INTRODUCCIÓN	162
5.2. SERVICIO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	162
5.3. SERVICIO DE CEMENTACIÓN	164
5.4. SERVICIO DE BROCAS	165
5.5. SERVICIO DE TUBERÍAS	166
5.6. DÍAS DE PERFORACIÓN	167
5.7. TIEMPO NO PRODUCTIVO (NPT)	168
5.8. COSTOS SERVICIO DE TALADRO Y DIRECCIONAL	169
5.9. COSTOS SUPERVISIÓN DE PERFORACIÓN Y CONTINGENCIAS ...	170
5.10. COMPARACIÓN COSTO TOTAL DE LOS POZOS	171
CAPÍTULO 6	173
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	173
6.1. CONCLUSIONES GENERALES	173
6.2. CONCLUSIONES ESPECÍFICAS	173
6.3. RECOMENDACIONES	177
6.3.1. RECOMENDACIONES TECNINCAS	177
6.3.2. RECOMENDACIONES DE LA GESTIÓN ECONOMICA	180
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	181
WEBGRAFÍA	182
GLOSARIO	183
ANEXOS	186

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Ubicación Campo Auca	2
Figura 1.2: Columna Estratigráfica del Campo Auca	14
Figura 1.3: Ubicación del campo Sacha	15
Figura 1.4: Columna Estratigráfica del Campo Sacha	26
Figura 1.5: Ubicación del campo Shushufindi	27
Figura 1.6: Columna Estratigráfica del Campo Shushufindi.....	37
Figura 2.1: BHA Convencional	39
Figura 2.2: Centralizadores	40
Figura 2.3: Broca Embolada.....	41
Figura 2.4: Pega de Tubería por Empaquetamiento.....	42
Figura 2.5: Cabeza de Cementación	45
Figura 2.6: Diverter	46
Figura 2.7: Pérdida de Circulación	48
Figura 2.8: Martillo de Fondo	51
Figura 2.9: Sarta de perforación en movimiento.....	52
Figura 2.10: Cementación remedial	54
Figura 2.11: Protector de Drill Pipe	57
Figura 2.12: Pega de Tubería	61
Figura 3.1: Ubicación de los Pozos en el Campo Auca	68
Figura 3.2: Ubicación de los Pozos en el Campo Sacha	70
Figura 3.3: Ubicación de los Pozos en el Campo Shushufindi.....	71

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Coordenadas Geográficas del Campo Auca.....	2
Tabla 1.2: Descripción litológica de la Formación Chalcana Superior	3
Tabla 1.3: Descripción litológica de la Formación Chalcana Inferior.....	4
Tabla 1.4: Descripción litológica de la Formación Orteguzza	4
Tabla 1.5: Descripción litológica de la Formación Tiyuyacu	5
Tabla 1.6: Descripción litológica de Conglomerado Superior Tiyuyacu	6
Tabla 1.7: Descripción litológica de Conglomerado Inferior Tiyuyacu.....	6
Tabla 1.8: Descripción litológica de la Formación Tena	7
Tabla 1.9: Descripción litológica de la Formación Basal Tena.....	7
Tabla 1.10: Descripción litológica de la Formación Lutita Napo	8
Tabla 1.11: Descripción litológica de la Caliza “M-1”	8
Tabla 1.12: Descripción litológica de la Caliza “M-2”	8
Tabla 1.13: Descripción litológica de la Caliza “A”	9
Tabla 1.14: Descripción litológica de la Arenisca “U Superior”	9
Tabla 1.15: Descripción litológica de la Arenisca “U Inferior”	10
Tabla 1.16: Descripción litológica de la Cliza “B”	10
Tabla 1.17: Descripción litológica de la Arenisca “T Superior”	11
Tabla 1.18: Descripción litológica de la Arenisca “T Principal.....	11
Tabla 1.19: Descripción litológica de la Caliza “C”	12
Tabla 1.20: Descripción litológica de la Arenisca Hollín Superior	12
Tabla 1.21: Descripción litológica de la Arenisca Hollín Principal	13
Tabla 1.22: Coordenadas Geográficas del Campo Sacha.....	15
Tabla 1.23: Descripción litológica de la Formación Orteguzza	16
Tabla 1.24: Descripción litológica de la Formación Tiyuyacu	17
Tabla 1.25: Descripción litológica del Conglomerado Tiyuyacu Superior	17
Tabla 1.26: Descripción litológica del Conglomerado Tiyuyacu Inferior	18
Tabla 1.27: Descripción litológica de la Formación Tena	19
Tabla 1.28: Descripción litológica de la Formación Basal Tena.....	19
Tabla 1.29: Descripción litológica de la Formación Napo	20
Tabla 1.30: Descripción litológica de la Caliza “M-1”	20
Tabla 1.31: Descripción litológica de la Caliza “M-2”	21
Tabla 1.32: Descripción litológica de la Caliza “A”	21
Tabla 1.33: Descripción litológica de la Arenisca “U Superior”	22
Tabla 1.34: Descripción litológica de la Arenisca “U Inferior”	22
Tabla 1.35: Descripción litológica de la Caliza “B”	23
Tabla 1.36: Descripción litológica de la Arenisca “T” Superior.....	23
Tabla 1.37: Descripción litológica de la Arenisca “T” Inferior	24
Tabla 1.38: Descripción litológica de la Caliza “C”	24
Tabla 1.39: Descripción litológica de la Arenisca Hollín Superior	25
Tabla 1.40: Descripción litológica de la Arenisca Hollín Inferior	25
Tabla 1.41: Coordenadas Geográficas del Campo Shushufindi	28

Tabla 1.42: Descripción litológica de la Formación Chalcana.....	29
Tabla 1.43: Descripción litológica de la Formación Orteguaza	29
Tabla 1.44: Descripción litológica del Conglomerado Tiyuyacu Superior	30
Tabla 1.45: Descripción litológica del Conglomerado Tiyuyacu Inferior	31
Tabla 1.46: Descripción litológica de la Formación Tena	31
Tabla 1.47: Descripción litológica de la Formación Basal Tena.....	32
Tabla 1.48: Descripción litológica de la Formación Napo	32
Tabla 1.49: Descripción litológica de la Caliza "M-2"	33
Tabla 1.50: Descripción litológica de la Caliza "A"	33
Tabla 1.51: Descripción litológica de la Arenisca "U" Superior	34
Tabla 1.52: Descripción litológica de la Arenisca "U" Inferior.....	34
Tabla 1.53: Descripción litológica de la Caliza "B"	35
Tabla 1.54: Descripción litológica de la Arenisca "T" Superior.....	35
Tabla 1.55: Descripción litológica de la Arenisca "T" Inferior	36
Tabla 1.56: Descripción litológica de la Formación Hollín	36
Tabla 2.1: Galonaje por pie de formación.....	43
Tabla 3.1: Pozos seleccionados Campo Auca	67
Tabla 3.2: Pozos seleccionados Campo Sacha	69
Tabla 3.3: Pozos seleccionados Campo Shushufindi	69
Tabla 4.1: Tabla de resultados fluidos de perforación campo Auca sección 16" ..	96
Tabla 4.2: Tabla de resultados fluidos de perforación campo Sacha sección 16"	
.....	100
Tabla 4.3: Tabla de resultados fluidos de perforación campo Shushufindi	105
Tabla 4.4: Tabla de resultados fluidos de perforación campo Auca sección 12 1/4"	
.....	110
Tabla 4.5: Tabla de resultados fluidos de perforación campo Sacha sección	
12 1/4"	110
Tabla 4.6: Tabla de resultados fluidos de perforación campo Shushufindi	
sección 12 1/4"	110
Tabla 4.7: Tabla de resultados fluidos de perforación campo Auca sección 8 1/2"	
.....	114
Tabla 4.8: Tabla de resultados fluidos de perforación campo Sacha sección 8 1/2"	
.....	115
Tabla 4.9: Tabla de resultados fluidos de perforación campo Shushufindi	115
Tabla 4.10: Descripción de brocas utilizadas en la Sección 16" Campo Auca....	119
Tabla 4.11: Tabla de resultados de parámetros de brocas campo Auca	
sección 16"	124
Tabla 4.12: Descripción de brocas utilizadas en la Sección 16" Campo Sacha..	124
Tabla 4.13: Tabla de resultados de parámetros de brocas campo Sacha	
sección 16"	129
Tabla 4.14: Descripción de brocas utilizadas en la Sección 16" Campo Shushufindi	
.....	130

Tabla 4.15: Tabla de resultados de parámetros de Brocas campo Shushufindi sección 16"	135
Tabla 4.16: Tabla de valores promedio parámetros de Brocas campos Auca, Sacha y Shushufindi sección 16"	138
Tabla 4.17: Descripción de brocas utilizadas en la Sección 12 1/4" Campo Auca	139
Tabla 4.18: Tabla de resultados de parámetros de Brocas campo Auca sección 12 1/4"	140
Tabla 4.19: Descripción de brocas utilizadas en la Sección 12 1/4" Campo Sacha	140
Tabla 4.20: Tabla de resultados de parámetros de brocas campo Sacha sección 12 1/4"	141
Tabla 4.21: Descripción de brocas utilizadas en la Sección 12 1/4" Campo Shushufindi	141
Tabla 4.22: Tabla de resultados de parámetros de brocas campo Shushufindi sección 12 1/4"	141
Tabla 4.23: Descripción de brocas utilizadas en la Sección 8 1/2" Campo Auca	145
Tabla 4.24: Tabla de resultados de parámetros de brocas campo Auca sección 8 1/2"	146
Tabla 4.25: Descripción de brocas utilizadas en la Sección 8 1/2" Campo Sacha	146
Tabla 4.26: Tabla de resultados parámetros de brocas campo Sacha sección 8 1/2"	146
Tabla 4.27: Descripción de brocas utilizadas en la Sección 8 1/2" Campo Shushufindi	147
Tabla 4.28: Tabla de resultados de parámetros de brocas campo Shushufindi sección 8 1/2"	147
Tabla 4.29: Tabla de resultados promedio profundidad de asentamiento de tubería campo Auca sección 16"	152
Tabla 4.30: Tabla de resultados promedio profundidad de asentamiento de tubería campo Sacha sección 16"	152
Tabla 4.31: Tabla de resultados promedio profundidad de asentamiento de tubería campo Shushufindi sección 16"	153
Tabla 4.32: Tabla de valores promedio profundidad de asentamiento de tubería campos Auca, Sacha y Shushufindi sección 16"	153
Tabla 4.33: Tabla de resultados promedio profundidad de asentamiento de tubería campo Auca sección 12 1/4"	155
Tabla 4.34: Tabla de resultados promedio profundidad de asentamiento de tubería campo Sacha sección 12 1/4"	155
Tabla 4.35: Tabla de resultados promedio profundidad de asentamiento de tubería campo Shushufindi sección 12 1/4"	156
Tabla 4.36: Tabla de valores promedio profundidad de asentamiento de tubería campos Auca, Sacha y Shushufindi sección 12 1/4"	156

Tabla 4.37: Tabla de resultados promedio profundidad de asentamiento de tubería campo Auca sección 8 ½"	158
Tabla 4.38: Tabla de resultados promedio profundidad de asentamiento de tubería campo Sacha sección 8 ½"	158
Tabla 4.39: Tabla de resultados promedio profundidad de asentamiento de tubería campo Shushufindi sección 8 ½"	159
Tabla 4.40: Tabla de valores promedio profundidad de asentamiento de tubería campos Auca, Sacha y Shushufindi sección 8 ½"	159
Tabla 4.41: Parámetros óptimos fluidos de perforación campos Auca, Sacha y Shushufindi	161
Tabla 4.42: Parámetros óptimos para brocas campos Auca, Sacha y Shushufindi	161
Tabla 4.43: Parámetros óptimos profundidad de asentamiento de tuberías campos Auca, Sacha y Shushufindi	161
Tabla 5.1: Costos supervisión de perforación y contingencias campo Shushufindi	171

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 4.1: Profundidad TVD Campo Auca pozos tipo "J"	76
Gráfica 4.2: Profundidad TVD Campo Auca pozos tipo "S"	77
Gráfica 4.3: Profundidades promedio en TVD Campo Auca.....	77
Gráfica 4.4: Profundidad TVD Campo Sacha pozos tipo "J"	78
Gráfica 4.5: Profundidad TVD Campo Sacha pozos tipo "S"	79
Gráfica 4.6: Profundidades promedio en TVD Campo Sacha.....	79
Gráfica 4.7: Profundidad TVD Campo Shushufindi pozos tipo "J"	80
Gráfica 4.8: Profundidad TVD Campo Shushufindi pozos tipo "S"	81
Gráfica 4.9: Profundidades promedio en TVD Campo Shushufindi	81
Gráfica 4.10: Comparación de profundidades en TVD Campo Auca-Sacha y Shushufindi	82
Gráfica 4.11: Profundidad MD Campo Auca pozos tipo "S"	83
Gráfica 4.12: Profundidad MD Campo Auca pozos tipo "J"	84
Gráfica 4.13: Profundidades promedio en MD Campo Auca	85
Gráfica 4.14: Profundidad MD Campo Sacha pozos tipo "S"	86
Gráfica 4.15: Profundidad MD Campo Sacha pozos tipo "J"	86
Gráfica 4.16: Profundidades promedio en MD Campo Sacha	87
Gráfica 4.17: Profundidad MD Campo Shushufindi pozos tipo "S"	88
Gráfica 4.18: Profundidad MD Campo Shushufindi pozos tipo "J"	89
Gráfica 4.19: Profundidades promedio en MD Campo Shushufindi.....	89
Gráfica 4.20: Comparación de profundidades en MD Campo Auca-Sacha y Shushufindi	90
Gráfica 4.21: Tendencia de densidades fluidos de perforación sección 16" campo Auca	91
Gráfica 4.22: Tendencia de viscosidades fluidos de perforación sección 16" campo Auca	92
Gráfica 4.23: Tendencia de viscosidad plástica (PV) fluidos de perforación sección 16" campo Auca.....	93
Gráfica 4.24: Tendencia de punto cedente (YP) fluidos de perforación sección 16" campo Auca.....	94
Gráfica 4.25: Tendencia de porcentaje de sólidos fluidos de perforación sección 16" campo Auca.....	95
Gráfica 4.26: Tendencia de densidades fluidos de perforación sección 16" campo Sacha.....	96
Gráfica 4.27: Tendencia de viscosidades fluidos de perforación sección 16" campo Sacha.....	97
Gráfica 4.28: Tendencia de viscosidad plástica (PV) fluidos de perforación sección 16" campo Sacha.....	98
Gráfica 4.29: Tendencia de punto cedente (YP) fluidos de perforación sección 16" campo Sacha	99

Gráfica 4.30: Tendencia de porcentaje de sólidos fluidos de perforación sección 16" campo Sacha	100
Gráfica 4.31: Tendencia de densidades fluidos de perforación sección 16" campo Shushufindi	101
Gráfica 4.32: Tendencia de viscosidades fluidos de perforación sección 16" campo Shushufindi	102
Gráfica 4.33: Tendencia de viscosidad plástica (PV) fluidos de perforación sección 16" campo Shushufindi	103
Gráfica 4.34: Tendencia de punto cedente (YP) fluidos de perforación sección 16" campo Shushufindi.....	104
Gráfica 4.35: Tendencia de porcentaje de sólidos fluidos de perforación sección 16" campo Shushufindi	105
Gráfica 4.36: Gráfica comparativa de densidades sección 16" campos Auca, Sacha y Shushufindi	106
Gráfica 4.37: Gráfica comparativa de viscosidades sección 16" campos Auca, Sacha y Shushufindi	107
Gráfica 4.38: Gráfica comparativa de viscosidad plástica (PV) sección 16" campos Auca, Sacha y Shushufindi	108
Gráfica 4.39: Gráfica comparativa de YP (punto cedente) sección 16" campos Auca, Sacha y Shushufindi	108
Gráfica 4.40: Gráfica comparativa de porcentaje de sólidos sección 16" campos Auca, Sacha y Shushufindi	109
Gráfica 4.41: Gráfica comparativa de densidades sección 12 1/4" campos Auca, Sacha y Shushufindi	111
Gráfica 4.42: Gráfica comparativa de viscosidades sección 12 1/4" campos Auca, Sacha y Shushufindi	112
Gráfica 4.43: Gráfica comparativa de viscosidad plástica (PV) sección 12 1/4" campos Auca, Sacha y Shushufindi	112
Gráfica 4.44: Gráfica comparativa de YP (punto cedente) sección 12 1/4" campos Auca, Sacha y Shushufindi	113
Gráfica 4.45: Gráfica comparativa de porcentaje de sólidos sección 12 1/4" campos Auca, Sacha y Shushufindi	114
Gráfica 4.46: Gráfica comparativa de densidades sección 8 1/2" campos Auca, Sacha y Shushufindi	116
Gráfica 4.47: Gráfica comparativa de viscosidades sección 8 1/2" campos Auca, Sacha y Shushufindi	117
Gráfica 4.48: Gráfica comparativa de viscosidad plástica (PV) sección 8 1/2" campos Auca, Sacha y Shushufindi	117
Gráfica 4.49: Gráfica comparativa de YP (punto cedente) sección 8 1/2" campos Auca, Sacha y Shushufindi	118
Gráfica 4.50: Gráfica comparativa de porcentaje de sólidos sección 8 1/2" campos Auca, Sacha y Shushufindi	119

Gráfica 4.51: Tendencia de la velocidad de penetración (ROP) Campo Auca sección 16"	120
Gráfica 4.52: Tendencia del peso aplicado sobre la broca (WOB) Campo Auca sección 16"	121
Gráfica 4.53: Tendencia de presión (PSI) Campo Auca sección 16"	122
Gráfica 4.54: Tendencia de galones por minuto (GPM) Campo Auca sección 16"	123
Gráfica 4.55: Tendencia de revoluciones totales por minuto (RPM) Campo Auca sección 16"	123
Gráfica 4.56: Tendencia de la velocidad de penetración (ROP) Campo Sacha sección 16"	125
Gráfica 4.57: Tendencia del peso aplicado sobre la broca (WOB) Campo Sacha sección 16"	126
Gráfica 4.58: Tendencia de presión (PSI) Campo Sacha sección 16"	127
Gráfica 4.59: Tendencia de galones por minuto (GPM) Campo Sacha sección 16"	128
Gráfica 4.60: Tendencia de las revoluciones por minuto (RPM) Campo Sacha sección 16"	129
Gráfica 4.61: Tendencia de la velocidad de penetración (ROP) Campo Shushufindi sección 16"	131
Gráfica 4.62: Tendencia del peso aplicado sobre la broca (WOB) Campo Shushufindi sección 16"	132
Gráfica 4.63: Tendencia de presión (PSI) Campo Shushufindi sección 16"	133
Gráfica 4.64: Tendencia de galones por minuto (GPM) Campo Shushufindi sección 16"	134
Gráfica 4.65: Tendencia de las revoluciones por minuto (RPM) Campo Shushufindi sección 16"	135
Gráfica 4.66: Gráfica comparativa del ROP promedio sección 16" campos Auca, Sacha y Shushufindi	136
Gráfica 4.67: Gráfica comparativa del WOB promedio sección 16" campos Auca, Sacha y Shushufindi	137
Gráfica 4.68: Gráfica comparativa de PSI promedio sección 16" campos Auca, Sacha y Shushufindi	137
Gráfica 4.69: Gráfica comparativa de GPM promedio sección 16" campos Auca, Sacha y Shushufindi	138
Gráfica 4.70: Gráfica comparativa de RPM Total sección 16" campos Auca, Sacha y Shushufindi	139
Gráfica 4.71: Gráfica comparativa del ROP promedio sección 12 1/4" campos Auca, Sacha y Shushufindi	142
Gráfica 4.72: Gráfica comparativa de WOB promedio sección 12 1/4" campos Auca, Sacha y Shushufindi	143
Gráfica 4.73: Gráfica comparativa de PSI promedio sección 12 1/4" campos Auca, Sacha y Shushufindi	143

Gráfica 4.74: Gráfica comparativa de GPM promedio sección 12 1/4" campos Auca, Sacha y Shushufindi	144
Gráfica 4.75: Gráfica comparativa de RPM Total sección 12 1/4" campos Auca, Sacha y Shushufindi	145
Gráfica 4.76: Gráfica comparativa del ROP sección 8 1/2" campos Auca, Sacha y Shushufindi	148
Gráfica 4.77: Gráfica comparativa de WOB sección 8 1/2" campos Auca, Sacha y Shushufindi	149
Gráfica 4.78: Gráfica comparativa de PSI sección 8 1/2" campos Auca, Sacha y Shushufindi	150
Gráfica 4.79: Gráfica comparativa de GPM sección 8 1/2" campos Auca, Sacha y Shushufindi	151
Gráfica 4.80: Gráfica comparativa de RPM Total sección 8 1/2" campos Auca, Sacha y Shushufindi	151
Gráfica 4.81: Gráfica comparativa profundidad de asentamiento de tubería pozos tipo "S" sección 16"	154
Gráfica 4.82: Gráfica comparativa profundidad de asentamiento de tubería pozos tipo "J" sección 16"	154
Gráfica 4.83: Gráfica comparativa profundidad de asentamiento de tubería pozos tipo "S" sección 12 1/4"	157
Gráfica 4.84: Gráfica comparativa profundidad de asentamiento de tubería pozos tipo "J" sección 12 1/4"	157
Gráfica 4.85: Gráfica comparativa profundidad de asentamiento de tubería pozos tipo "S" sección 8 1/2"	160
Gráfica 4.86: Gráfica comparativa profundidad de asentamiento de tubería pozos tipo "J" sección 8 1/2"	160
Gráfica 5.1: Gráfica comparativa del costo promedio del servicio de fluidos de perforación campos Auca, Sacha y Shushufindi	163
Gráfica 5.2: Gráfica comparativa costo promedio servicio de cementación campos Auca, Sacha y Shushufindi	164
Gráfica 5.3: Gráfica comparativa costo promedio servicio de brocas campos Auca, Sacha y Shushufindi	165
Gráfica 5.4: Gráfica comparativa costo promedio servicio de asentamiento de tuberías campos Auca, Sacha y Shushufindi	166
Gráfica 5.5: Gráfica comparativa promedio días de perforación de pozos en los campos Auca, Sacha y Shushufindi	167
Gráfica 5.6: Gráfica comparativa tiempos no productivos campos Auca, Sacha y Shushufindi	168
Gráfica 5.7: Gráfica comparativa costo promedio servicio de taladro de perforación campos Auca, Sacha y Shushufindi	169
Gráfica 5.8: Gráfica comparativa costo promedio servicio direccional campos Auca, Sacha y Shushufindi	170
Gráfica 5.9: Costo promedio total pozos campos Auca, Sacha y Shushufindi....	171

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO A1: TABLA DE PROFUNDIDADES TVD Y MD DEL CAMPO AUCA....	187
ANEXO A2: TABLA DE PROFUNDIDADES TVD Y MD DEL CAMPO SACHA..	188
ANEXO A3: TABLA DE PROFUNDIDADES TVD Y MD DEL CAMPO SHUSHUFINDI	189
ANEXO B1: TABLA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DEL CAMPO AUCA....	190
ANEXO B2: TABLA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DEL CAMPO SACHA..	191
ANEXO B3: TABLA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFDI	192
ANEXO C1: TABLA DE PARÁMETROS OPERACIONALES DE LAS BROCAS DEL CAMPO AUCA.....	193
ANEXO C2: TABLA DE PARÁMETROS OPERACIONALES DE LAS BROCAS DEL CAMPO SACHA.....	194
ANEXO C3: TABLA DE PARÁMETROS OPERACIONALES DE LAS BROCAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI.....	195
ANEXO D1: TABLA DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DEL CAMPO AUCA.....	196
ANEXO D2: TABLA DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DEL CAMPO SACHA	197
ANEXO D3: TABLA DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI	198
ANEXO E1: TABLA DE COSTOS DE LOS PRINCIPALES SERVICIOS DE PERFORACIÓN DE LOS CAMPOS AUCA, SACHA Y SHUSHUFINDI.....	199

RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo determinar rangos óptimos de los parámetros en las operaciones de perforación de los campos Auca, Sacha y Shushufindi, para pozos direccionales, mediante el análisis de los reportes de perforación proporcionados por las compañías operadoras a la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero ARCH.

El primer capítulo describe las características de las formaciones que conforman la columna estratigráfica los campos Auca, Sacha y Shushufindi, detallando la ubicación, geología y litología de estos campos.

El segundo capítulo describe las operaciones de perforación llevadas a cabo en campo, de una forma secuencial, mencionando los problemas más comunes que se presentan durante la perforación de cada sección, con sus respectivas acciones preventivas y correctivas.

En el tercer capítulo se organiza la información de los pozos seleccionados y en el cuarto capítulo se realiza el análisis comparativo de los rangos óptimos de parámetros de perforación llevados a cabo en los campos estudiados.

En el quinto capítulo se efectuó el análisis económico comparativo de los campos investigados, en lo referente a los costos de perforación.

En el sexto capítulo se emiten las conclusiones y recomendaciones pertinentes al presente estudio.

PRESENTACIÓN

Se describen las características de las formaciones que conforman la columna estratigráfica los campos Auca, Sacha y Shushufindi, detallando la ubicación, geología y litología de estos campos, en conjunto con las operaciones de perforación llevadas a cabo en campo, de una forma secuencial.

Mediante la organización de la información de los pozos seleccionados, lo que pretende el presente proyecto es efectuar un análisis comparativo de los rangos óptimos de parámetros de perforación y adicionalmente realizar una comparación económica entre los principales servicios prestados a los campos mencionados, como un complemento al proyecto, con el fin de determinar costos promedio de los servicios que intervienen en las operaciones de perforación.

Los parámetros técnicos considerados para realizar el respectivo análisis comparativo fueron: litológicos, de brocas, de asentamiento de tuberías y de fluidos de perforación, considerados dentro de los más importantes al momento de perforar un pozo petrolero.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA Y UBICACIÓN DE LOS CAMPOS SELECCIONADOS DEL CENTRO ORIENTE ECUATORIANO

1.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se describe las características de las formaciones que conforman la columna estratigráfica los campos Auca, Sacha y Shushufindi pertenecientes a la Cuenca Oriente del Ecuador, al mismo tiempo se detalla la ubicación, geología y litología de estos campos, haciendo énfasis en sus principales arenas productoras.

Dentro de las operaciones de perforación, es de vital importancia conocer los aspectos geológicos y litológicos que nos permitan desarrollar una buena planificación de dichas operaciones, optimizando tiempo y recursos. Razón por la cual en el desarrollo del capítulo, se detallan las principales características litológicas de las arenas enfocándose en su dureza, textura, forma, tamaño, características físicas y composición, que son de considerable importancia para un buen desarrollo de operaciones de perforación.

1.2. CAMPO AUCA

1.2.1. UBICACIÓN DEL CAMPO AUCA

El Campo Auca se encuentra ubicado al noroccidente de la cuenca oriente, dentro del corredor Sacha - Shushufindi, en la Provincia de Orellana. La Figura 1.1 muestra una ubicación más detallada del Campo Auca en el mapa ecuatoriano.

Se encuentra a 260 Km S-E de la ciudad de Quito y a 100 km S de la frontera con Colombia. Las coordenadas geográficas del campo están dadas por las siguientes latitudes y longitudes definidas en la Tabla 1.1

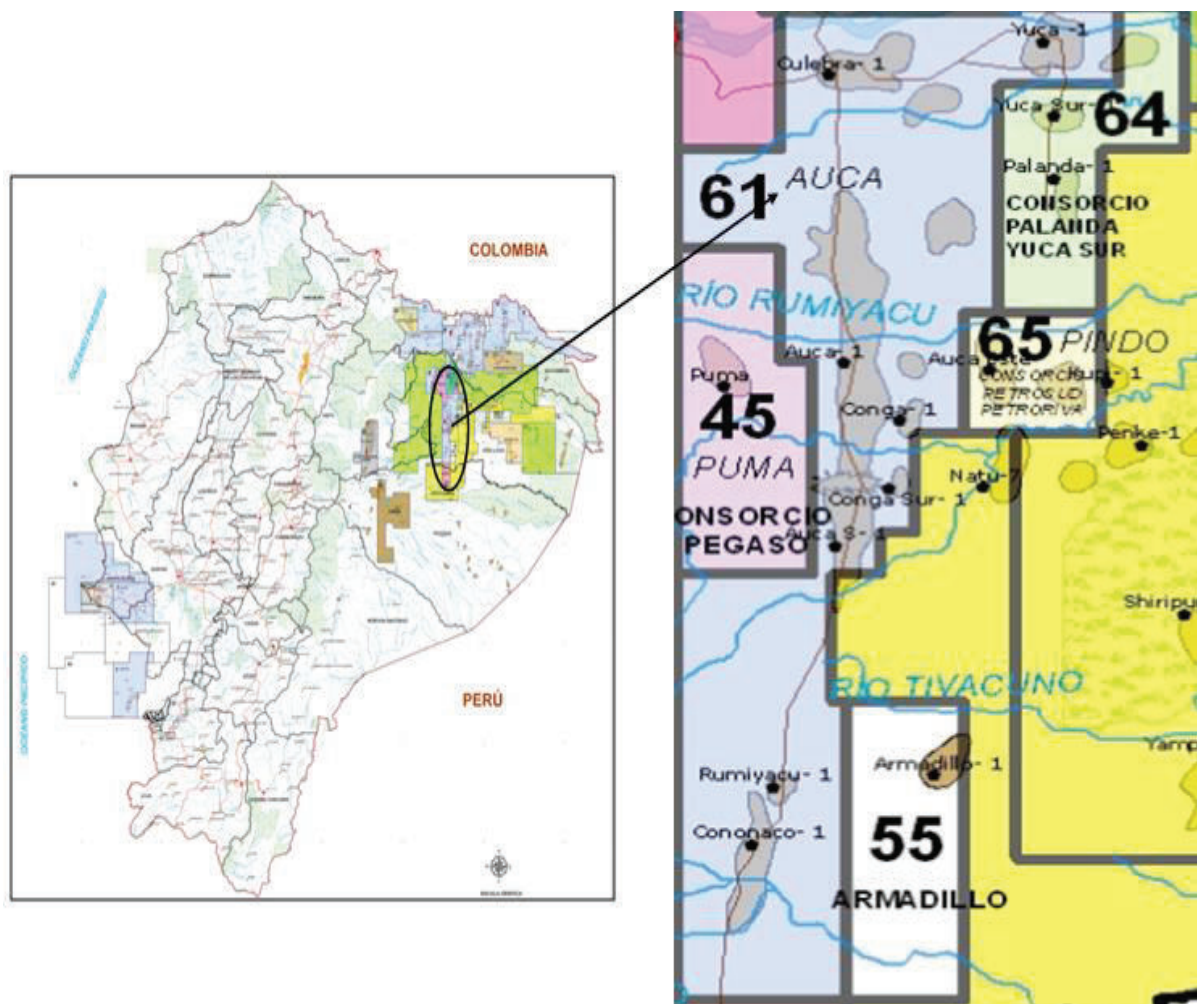
Tabla 1.1: Coordenadas Geográficas del Campo Auca

Coordenadas del Campo Auca	
Latitud	Longitud
0° 34 S a 0° 48 S	76° 50 W - 76° 57 W

Fuente: ARCH

Elaborado por: Saúl González y Ricardo Gutiérrez

Figura 1.1: Ubicación Campo Auca



Fuente: Mapa Bloques Petroleros Septiembre 2011

1.2.2. GEOLOGÍA DEL CAMPO AUCA

Las formaciones Napo y parte de Hollín fueron depositadas en ambientes variando de marino a estuario y dominado por un régimen de mareas. Debido a estas variaciones de mareas de relativas a lentas, se ha producido una alternancia de ciclos sedimentarios de depósitos, con niveles arcillosos a niveles de caliza de gran extensión en régimen marino que constituyen favorables marcadores estratigráficos.

Sus principales arenas productoras son Hollín, Napo “T” y Napo “U” que contienen un crudo de 27°, 24° y 29° API respectivamente.

El campo presenta una estructura de un anticlinal complejo de 23 Km por 4 Km, asimétrico, elongado de dirección Norte-Sur con muy poca variación tectónica al techo de la arenisca U principal. El eje central se alinea con el corredor Sacha – Shushufindi de la cuenca oriental, donde se encuentran ubicados los principales campos productores.

1.2.2.1. Descripción litológica por formaciones del Campo Auca ^[1]

1.2.2.1.1. Formación Chalcana

Este Miembro se presenta en las secciones que se describen a continuación.

Chalcana Superior

Formación compuesta principalmente por arcillolitas, limonitas, areniscas como se detallan a continuación:

Tabla 1.2: Descripción litológica de la Formación Chalcana Superior

Conglomerado:	Gris oscuro, negro, verde oscuro, amarillento, lechoso, opaco a translúcido, muy duro.
Arenisca:	Cuarzosa, blanca, gris, amarillenta, negra, transparente a translúcida, desmenuzable a suelta, grano medio a fino, subredondeada, regular sorteo, pobre porosidad inferida, sin residuo de hidrocarburo. Asociada con mica.

<i>Arcillolita:</i>	Café amarillenta, café claro, gris, moderadamente firme a firme, subbloque a bloque, textura terrosa, no calcárea.
<i>Limolita:</i>	Gris clara, gris verdosa, café, firme a moderadamente firme, subbloque a bloque, textura terrosa, parecida a una arenisca de grano fino, no calcárea.

Fuente: Petroamazonas (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca.

Chalcana Inferior

Tabla 1.3: Descripción litológica de la Formación Chalcana Inferior

<i>Arcillolita:</i>	Café amarillenta, gris oscura, gris clara, gris verdosa, púrpura, café rojiza, moderadamente firme a firme, irregular.
<i>Arenisca:</i>	Cuarzosa, blanca, amarillenta, transparente a translúcida, suelta, grano fino a muy fino, subredondeado, pobre sorteo, regular porosidad inferida. Sin residuo de hidrocarburos.
<i>Limolita:</i>	Gris verdosa, amarillenta, crema, suave a moderadamente firme, subbloque a bloque, textura terrosa, no calcárea.
<i>Carbón:</i>	Negro, opaco, suave a moderadamente firme, subbloque, quebradizo, brillante, textura leñosa.

Fuente: Petroamazonas (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca.

1.2.2.1.2. Formación Orteguaza

Principalmente compuesta en la parte superior por lutitas; en la parte media compuesta de arcillolita intercalada con niveles de limolita y con un pequeño lente de carbón, y en la base está compuesta principalmente de limolita y arcillolita con pequeñas intercalaciones de arenisca.

Tabla 1.4: Descripción litológica de la Formación Orteguaza

<i>Lutita:</i>	Gris verdosa, gris, gris clara, moderadamente dura, de forma sublaminar, textura terrosa a cerosa. No calcárea.
<i>Arcillolita:</i>	Café, café amarillenta, café oscura, suave, de forma irregular, textura cerosa, no calcárea.

<i>Limolita:</i>	Gris, gris clara, suave a moderadamente dura, de forma irregular, textura terrosa, no calcárea.
<i>Arenisca:</i>	Amarilla clara, blanca, translúcida a transparente, suelta, de grano fino a medio, cuarzosa, angular a subredondeada. Sin presencia de hidrocarburo.
<i>Carbón:</i>	Negro, quebradizo a moderadamente duro de forma irregular.

Fuente: Petroamazonas (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca.

1.2.2.1.3. Formación Tiyuyacu

Esta formación está compuesta primordialmente de arcillolita intercalada con niveles de limolita y en la parte superior presenta lentes de arenisca.

Presenta dos cuerpos conglomeráticos bien definidos:

Conglomerado Superior Tiyuyacu donde predomina conglomerado cuarzoso y el Conglomerado Inferior Tiyuyacu, que predomina el conglomerado chert.

Tabla 1.5: Descripción litológica de la Formación Tiyuyacu

<i>Arcillolita:</i>	Gris clara, gris oscura, café clara, suave a moderadamente dura, de forma irregular a bloque, textura terrosa, no calcárea. Muy parecida a una arenisca de grano fino.
<i>Limolita:</i>	Gris clara, gris oscura, gris verdosa, suave a moderadamente dura, irregular a subbloque, textura terrosa, no calcárea.
<i>Arenisca:</i>	Blanca, blanca lechosa, amarilla clara, translúcida a subtransparente, suelta, de grano fino a medio, cuarzosa, angular a subredondeada, pobre sorteo. Sin presencia de hidrocarburo.

Fuente: Petroamazonas (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca.

Conglomerado Superior Tiyuyacu

Este intervalo presenta niveles de conglomerado cuarzoso, intercalados con lentes de arcillolita, limolita y arenisca:

Tabla 1.6: Descripción litológica de Conglomerado Superior Tiyuyacu

<i>Conglomerado:</i>	Cuarzoso, blanco, gris claro, amarillo claro, translúcido, suelto. Asociado con chert.
<i>Arcillolita:</i>	Gris oscura, gris clara, café oscura, café amarillenta, suave a moderadamente dura, de forma irregular, sublaminar, textura terrosa a cerosa, no calcárea. Soluble.
<i>Limolita:</i>	Gris clara, crema, gris oscura, suave a moderadamente dura, de forma irregular a bloque, textura terrosa, no calcárea.
<i>Arenisca:</i>	Blanca, blanca lechosa, amarilla clara, translúcida, suelta, de grano fino a medio, cuarzosa, subredondeada a subangular, pobre sorteo. Sin presencia de hidrocarburo.

Fuente: Petroamazonas (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca.

Conglomerado Inferior Tiyuyacu

Este intervalo presenta niveles de conglomerado chert, intercalados con lentes de arcillolita y arenisca:

Tabla 1.7: Descripción litológica de Conglomerado Inferior Tiyuyacu

<i>Conglomerado:</i>	Chert, gris oscuro, negro, gris claro, amarillo claro color mostaza, muy duro.
<i>Arcillolita:</i>	Café clara, café rojiza, café oscura, suave a moderadamente dura, de forma irregular a bloque, textura terrosa, no calcárea.
<i>Arenisca:</i>	Blanca, amarilla clara, gris clara, translúcida a transparente, de grano muy fino a fino, cuarzosa, redondeada a subredondeada, buen sorteo. Sin presencia de hidrocarburo.

Fuente: Petroamazonas (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca.

1.2.2.1.4. Formación Tena

Esta formación está compuesta principalmente por arcillolita con intercalaciones de limolita y por un pequeño lente de caliza hacia el centro de la formación.

Tabla 1.8: Descripción litológica de la Formación Tena

Arcillolita:	Café rojiza, café oscura, café clara, crema, moderadamente dura a suave, en forma de bloque a irregular, textura terrosa a cerosa. No calcárea. Soluble.
Limolita:	Gris clara, gris verdosa, suave, de forma irregular a subbloque, textura terrosa. Moderadamente calcárea.
Caliza:	Gris clara, crema, crema moteada con gris, suave a moderadamente dura, de irregular a subbloque.

Fuente: Petroamazonas (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca.

Formación Basal Tena

Formación compuesta principalmente por arcillolita con intercalaciones de arenisca y limolita.

Tabla 1.9: Descripción litológica de la Formación Basal Tena

Arcillolita:	Café oscura, café clara, café rojiza, gris clara, moderadamente dura, en forma de bloque a sublaminar, textura terrosa a cerosa. Ligeramente calcárea.
Arenisca:	Blanca, transparente a translúcida, suelta, de grano muy fino a fino, cuarzosa, redondeada a subredondeada. Pobre manifestación de hidrocarburo en forma uniforme, de color negro.
Limolita:	Gris clara, gris oscura, suave a moderadamente dura, de forma irregular a bloque, textura terrosa. Moderadamente calcárea. Con inclusiones de micropirita.

Fuente: Petroamazonas (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca.

1.2.2.1.5. Formación Napo

Está conformada por una secuencia intercalada de lutitas, calizas, areniscas y por un cuerpo volcánico que yace en la parte media de esta formación, entre la base de la caliza “M-1” y el tope de la caliza “M-2”.

Lutita Napo

Nivel estratigráfico formado exclusivamente por lutitas.

Tabla 1.10: Descripción litológica de la Formación Lutita Napo

Lutita:	Gris oscura, negra, moderadamente dura, sublaminar, quebradiza, textura cerosa a terrosa. No calcárea.
----------------	--

Fuente: Petroamazonas (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca.

Caliza “M-1”

Principalmente formado por calizas intercaladas con lutitas.

Tabla 1.11: Descripción litológica de la Caliza “M-1”

Caliza:	Mudstone, gris oscura, gris clara, suave, de forma irregular.
Lutita:	Gris oscura, negra, suave a moderadamente dura, en forma planar a bloque, textura cerosa. Moderadamente calcárea.

Fuente: Petroamazonas (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca.

Caliza “M-2”

Nivel estratigráfico constituido principalmente por caliza con una pequeña intercalación de lutita.

Tabla 1.12: Descripción litológica de la Caliza “M-2”

Caliza:	Mudstone, gris oscura, gris oscura moteada con crema, moderadamente dura a suave, subbloque a irregular. Sin manifestación de hidrocarburo.
Lutita:	Negra, gris oscura, suave a moderadamente dura, en forma, sublaminar, subbloque, quebradiza, textura cerosa.

Fuente: Petroamazonas (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca.

Caliza “A”

Este nivel estratigráfico está formado por un cuerpo bien marcado de caliza masiva con delgadas intercalaciones de Lutita.

Tabla 1.13: Descripción litológica de la Caliza “A”

<i>Caliza:</i>	Gris clara, gris, crema, moderadamente dura a suave, subbloque a irregular. Sin manifestación de hidrocarburo.
<i>Lutita:</i>	Negra, gris oscura, suave a moderadamente dura, en forma subplanar, sublaminar, subbloque, quebradiza, textura cerosa. No calcárea.

Fuente: Petroamazonas (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca.

Arenisca “U”

Este Miembro se presenta en las secciones que se describen a continuación:

Arenisca “U Superior”

Nivel estratigráfico formado por arenisca glauconítica intercalada con capas de Calizas y de Lutita.

Tabla 1.14: Descripción litológica de la Arenisca “U Superior”

<i>Arenisca:</i>	Blanca, gris clara, translúcida, grano muy fino, cuarzosa, redondeada, pobre porosidad. Presencia de hidrocarburo.
<i>Caliza:</i>	Gris oscura, gris, moderadamente dura, de forma irregular. Sin manifestación de hidrocarburo.
<i>Lutita:</i>	Gris oscura, gris, suave a moderadamente dura, en forma sublaminar, quebradiza, textura cerosa. No calcárea.

Fuente: Petroamazonas (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca.

Arenisca “U Inferior”

Nivel estratigráfico está formado por arenisca intercalada con capas de caliza y lutita.

Tabla 1.15: Descripción litológica de la Arenisca “U Inferior”

<i>Arenisca:</i>	Blanca, gris, café clara, translúcida a opaca, de grano muy fino, cuarzoso, redondeada, cemento calcáreo, pobre porosidad, presenta manifestación de hidrocarburos en forma de mancha de color café oscuro, fluorescencia natural
<i>Caliza:</i>	Mudstone, gris oscura, gris clara, crema, suave, de forma irregular a subbloque. Sin manifestación de hidrocarburo.
<i>Lutita:</i>	Negra, gris oscura, suave, en forma subplanar, sublaminar, subbloque, quebradiza, textura cerosa. No calcárea.

Fuente: Petroamazonas (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca.

Caliza “B”

Nivel estratigráfico formado por capas de caliza y lutita.

Tabla 1.16: Descripción litológica de la Cliza “B”

<i>Caliza:</i>	Gris clara, crema, gris oscura, suave a moderadamente dura, de forma irregular a bloque. Sin presencia de hidrocarburo.
<i>Lutita:</i>	Negra, gris oscura, suave a moderadamente dura, bloque, laminar, textura cerosa. Ligeramente calcárea.

Fuente: Petroamazonas (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca.

Arenisca “T”

Se presenta en las secciones que se describen a continuación:

Arenisca “T Superior”

Este nivel estratigráfico está formado por arenisca glauconítica intercalada con capas de lutita y de caliza.

Tabla 1.17: Descripción litológica de la Arenisca “T Superior”

<i>Arenisca:</i>	Blanca, café clara, transparente a translúcida, suelta, de grano muy fino a fino, cuarzosa, redondeada a subredondeada. Exhibe manifestación de hidrocarburos en forma de manchas, fluorescencia natural amarillo dorado.
<i>Caliza:</i>	Mudstone, crema, gris clara, gris oscura, moderadamente dura a suave, en forma de bloque a irregular. Sin presencia de hidrocarburo.
<i>Lutita:</i>	Negra, gris oscura, suave a moderadamente dura, bloque, planar, textura cerosa. Ligeramente calcárea.

Fuente: Petroamazonas (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca.

Arenisca “T Principal”

Este nivel estratigráfico está formado por arenisca intercalada con caliza y caolín; hacia la base presenta delgadas capas de lutita.

Tabla 1.18: Descripción litológica de la Arenisca “T Principal

<i>Arenisca:</i>	Blanca, café clara, transparente a translúcida, suelta, de grano muy fino a fino, cuarzosa, redondeada a subredondeada, buen sorteo. Presenta manifestación de hidrocarburos en forma de mancha de color café claro, fluorescencia natural amarillo dorado.
<i>Caliza:</i>	Packstone, gris oscura, gris clara, crema, suave a moderadamente dura, de forma de irregular a bloque. Sin presencia de hidrocarburo.
<i>Lutita:</i>	Negra, gris oscura, suave a moderadamente dura, en forma laminar, bloque, textura cerosa. Ligeramente calcárea.

Fuente: Petroamazonas (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca.

Caliza “C”

Nivel estratigráfico está formado por Caliza y Lutita.

Tabla 1.19: Descripción litológica de la Caliza “C”

Caliza:	Mudstone, gris, gris clara, gris moteada con gris oscura, suave, de forma irregular. Sin presencia de hidrocarburo.
Lutita:	Gris oscura, gris, suave a moderadamente dura, en forma planar, quebradiza, subbloque, textura cerosa. No calcárea.

Fuente: Petroamazonas (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca.

1.2.2.1.6. Formación Hollín

La Formación Hollín se encuentra constituida por dos Niveles Estratigráficos: Arenisca Hollín Superior y Principal.

Arenisca Hollín Superior

La Arenisca Hollín Superior está compuesta por una secuencia de arenisca con glauconita, intercalada con niveles de Lutita.

Tabla 1.20: Descripción litológica de la Arenisca Hollín Superior

Arenisca:	Blanca, café clara, gris clara, transparente a translúcida, suelta, de grano fino a medio, cuarzosa, subredondeada, moderado sorteo, matriz caolinítica, cemento calcáreo. Con inclusiones de glauconita. Pobre manifestación de hidrocarburos en forma de puntos de color café oscuro.
Lutita:	Gris oscura, suave a moderadamente dura, en forma planar, quebradiza, subbloque, textura cerosa. No calcárea.

Fuente: Petroamazonas (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca.

Arenisca Hollín Principal

La Arenisca Hollín Principal o Inferior, está compuesta por una secuencia de arenisca intercalada con caolín y lutita.

Tabla 1.21: Descripción litológica de la Arenisca Hollín Principal

<i>Arenisca:</i>	Blanca, café clara, transparente a translúcida, suelta, de grano fino a medio, cuarzosa, subredondeada, moderado sorteo, calcárea. Presenta manifestación de hidrocarburos en forma de puntos de color café claro a café oscuro, fluorescencia natural amarillo dorado.
<i>Caolín:</i>	Blanca, gris clara, suave, irregular.
<i>Lutita:</i>	Gris oscura, suave a moderadamente dura, en forma planar, quebradiza, subbloque, textura cerosa. No calcárea.

Fuente: Petroamazonas (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca.

1.2.3. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO AUCA

Figura 1.2: Columna Estratigráfica del Campo Auca

CRONO-ESTRATIGRAFIA	FORMACION	LITOLOGIA	MIEMBRO	PROFUNDIDAD (PIES)				
				MD	TVD	TVD (SS)		
PLIOCENO	CUATERNARIO INDEIFERENCIADO							
	MIOCENO	CHALCANA	CHALCANA SUPERIOR CHALCANA INFERIOR	NOTA: INICIO DEL CONTROL LITOLOGICO A 4600' MD				
OLIGOCENO	ORTEGUAZA		ORTEGUAZA	6072	5797	-4858		
	EOCENO	TIYUYACU	TIYUYACU	6798	6523	-5584		
CONGL. SUPERIOR			7078	6803	-5864			
BASECONGL. SUPERIOR			7101	6826	-5887			
CONGL. INFERIOR			8200	7925	-6986			
PALEOCENO	TENA		TENA	8508	8233	-7294		
			BASAL TENA	9208	8933	-7994		
TARDIO	NAPO		NAPO	9228	8953	-8014		
			CALIZA "M1"	9312	9037	-8098		
			BASECALIZA "M1"	9372	9097	-8158		
			TOPEVOLCANICO	9487	9212	-8273		
			CALIZA "M2"	9642	9367	-8428		
			CALIZA "A"	9761	9486	-8547		
			ARENISCA "U" SUPERIOR	9935	9660	-8721		
			ARENISCA "U" INFERIOR	10000	9724	-8785		
			BASEARENISCA "U" INFERIOR	10035	9760	-8821		
			CALIZA "B"	10152	9877	-8938		
			ARENISCA "T" SUPERIOR	10170	9894	-8955		
			ARENISCA "T" PRINCIPAL	10261	9986	-9047		
			BASEARENISCA "T" PRINCIPAL	10350	10075	-9136		
			CALIZA "C"	10453	10178	-9239		
		TEMPRANO	HOLLIN		HOLLIN SUPERIOR	10468	10193	-9254
					HOLLIN PRINCIPAL	10515	10240	-9301
PROFUNDIDAD TOTAL				10650	10375	-9436		

Fuente: Petroamazonas (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca.

[1] Petroamazonas. (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca. Reporte final de Mud Logging.

1.3. CAMPO SACHA

1.3.1. UBICACIÓN DEL CAMPO SACHA

El Campo Sacha se encuentra ubicado al noreste de la Región Amazónica, provincia Francisco de Orellana, cantón “La Joya de los Sachas”, con una superficie comprendida de 41.524 acres.

Las coordenadas geográficas del campo están dadas por las siguientes latitudes y longitudes definidas en la Tabla 1.2.

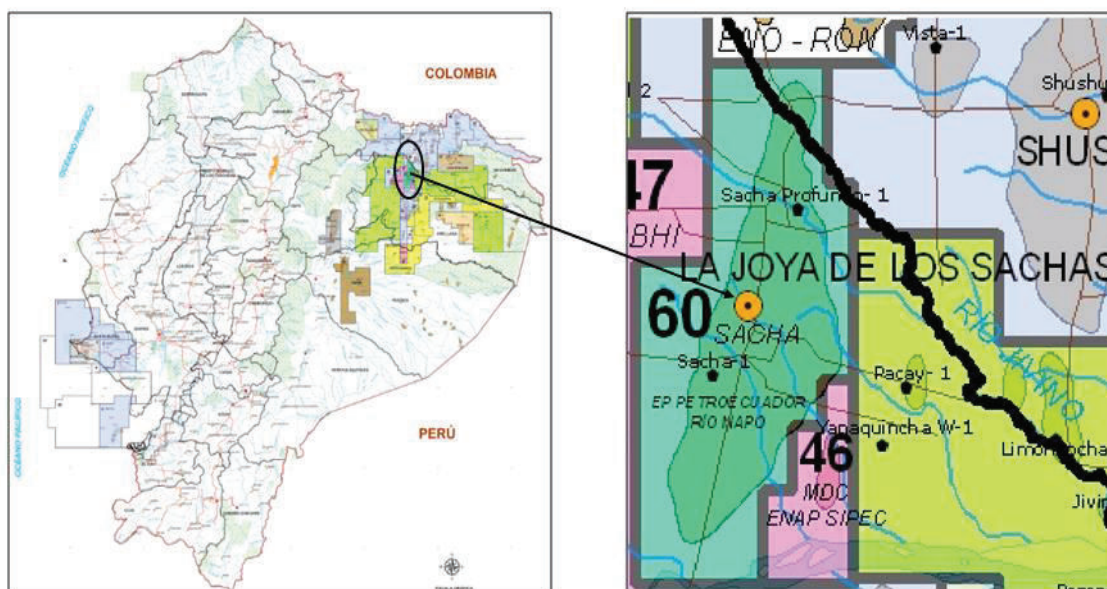
Tabla 1.22: Coordenadas Geográficas del Campo Sacha

Coordenadas del Campo Sacha	
Latitud	Longitud
00° 11' 00" y 00° 24' 40" S	77°49'40" y 76° 54' 16" W

Fuente: ARCH

Elaborado por: Saúl González y Ricardo Gutiérrez

Figura 1.3: Ubicación del campo Sacha



Fuente: Mapa Bloques Petroleros Septiembre 2011

1.3.2. GEOLOGÍA DEL CAMPO SACHA

El campo se encuentra en el corredor Sacha-Shushufindi, definido por un anticlinal asimétrico de bajo relieve fallado al Oeste, con su eje principal en dirección NE-SO. Hacia la mitad inferior tiene un rumbo aproximado Norte-Sur y su eje secundario bajo un cierre vertical contra la pendiente regional de la cuenca.

La producción de este campo proviene de los reservorios Hollín Superior e Inferior con 27° y 29° API respectivamente; Napo “T”, Napo “U” ambas arenas con 27° API y en un grado menor de producción se encuentra Basal Tena con 25° API.

El campo está cortado por una falla que tiene origen en el basamento, llegando hasta la caliza “M-2” con un salto de falla al nivel de Hollín de 10 a 35 pies al Norte, en el centro del Campo el salto de falla es de 10 pies y al Sur de 20 a 35 pies. En la parte Sur, el campo se encuentra fallado en la dirección Este-Oeste.

1.3.2.1. Descripción litológica por formaciones del Campo Sacha ^[2]

1.3.2.1.1. Formación Orteguaza

Posee un espesor de 792 pies, con una edad geológica correspondiente al Oligoceno. Esta formación está compuesta principalmente por lutitas.

Tabla 1.23: Descripción litológica de la Formación Orteguaza

Lutita:	Gris verdosa, suave a moderadamente firme, laminar, plana, astillosa, quebradiza, textura cerosa, no calcárea.
Limolita:	Gris clara, gris verdosa, moderadamente firme, textura terrosa, no calcárea
Arcillolita:	Café rojiza, gris clara, amarillenta, púrpura, firme a moderadamente firme, textura terrosa a cerosa, no calcárea.
Arenisca:	Cuarzosa, gris verdosa, blanca, gris clara, transparente, grano fino, subredondeada, regular clasificación, matriz y cemento no visible, pobre porosidad inferida.

Fuente: Río Napo. (Marzo 2014). Reporte Final de Geología Sacha

1.3.2.1.2. Formación Tiyuyacu

Esta formación posee un espesor de 1743 pies, su edad geológica es el Eoceno. Está compuesta principalmente por arcillolita intercalada con niveles de limolita y de arenisca. Además están presentes 2 cuerpos conglomeraticos: el superior caracterizado por ser predominantemente de cuarzo y el inferior constituido de chert.

Tabla 1.24: Descripción litológica de la Formación Tiyuyacu

Arcillolita:	Café amarillenta, crema, gris clara, gris verdosa, suave, irregular, soluble, plástica, textura cerosa, no calcárea.
Limolita:	Gris clara, crema, gris verdosa, moderadamente firme a firme, textura terrosa, no calcárea, gradando a una arenisca de grano muy fino.
Arenisca:	Cuarzosa, blanca, amarillenta, lechosa, translúcida, grano fino a muy fino, subredondeada a redondeada, regular porosidad inferida.

Fuente: Río Napo. (Marzo 2014). Reporte Final de Geología Sacha

Conglomerado Tiyuyacu Superior

Esta sección está compuesta de conglomerado de cuarzo con intercalaciones de arcillolita y limolita hacia la parte superior, y la presencia de arenisca a lo largo de todo el intervalo. Su edad geológica está comprendida entre el Eoceno inferior y el Eoceno superior.

Tabla 1.25: Descripción litológica del Conglomerado Tiyuyacu Superior

Conglomerado:	Cuarzoso, amarillento, blanco lechoso, translúcido, suelto, duro a muy duro, fragmentos angulares, fractura concoidea.
Arenisca:	Cuarzosa, blanca, amarillenta, translúcida, grano fino a medio, clasificación regular, suelta, subredondeada a redondeada, matriz y cemento no visible, regular porosidad inferida.

<i>Limolita:</i>	Gris clara, café rojiza, café clara, moderadamente firme, textura terrosa, no calcárea.
<i>Arcillolita:</i>	Café rojiza, amarillenta, crema, suave a moderadamente firme, subbloque a irregular, plástica, cerosa, no calcárea.

Fuente: Río Napo. (Marzo 2014). Reporte Final de Geología Sacha

Conglomerado Tiyuyacu Inferior

Esta formación posee un espesor de 487 pies, su edad geológica es el Eoceno Inferior y está compuesta de arcillolita intercalada con conglomerado chert y finos niveles de arenisca, además presenta capas de conglomerado cuarzoso hacia la base del intervalo.

Tabla 1.26: Descripción litológica del Conglomerado Tiyuyacu Inferior

<i>Arcillolita:</i>	Café rojiza, crema, suave a moderadamente firme, irregular, soluble, plástica, textura cerosa, no calcárea.
<i>Conglomerado (chert):</i>	Negro, mostaza, amarillento, verde claro, verde oscuro, lechoso, opaco, duro a muy duro, fragmentos angulares a subangulares.
<i>Arenisca:</i>	Cuarzosa, blanca, subtransparente, grano fino, subredondeada a redondeada, matriz y cemento no visible, buena porosidad inferida. No presenta hidrocarburos.
<i>Conglomerado:</i>	Cuarzoso, blanco, lechoso, translúcido, grano grueso, angular, suelto, duro a muy duro, fragmentos angulares, fractura concoidea.

Fuente: Río Napo. (Marzo 2014). Reporte Final de Geología Sacha

1.3.2.1.3. Formación Tena

Esta formación posee un espesor de 820 pies y su edad geológica es el Cretácico Superior, está compuesta principalmente por arcillolita con intercalaciones limolita, además presenta delgados lentes de caliza a lo largo de toda la sección.

Tabla 1.27: Descripción litológica de la Formación Tena

<i>Arcillolita:</i>	Café rojiza, café oscura, suave a moderadamente firme, irregular, soluble plástica, textura cerosa, no calcárea.
<i>Limolita:</i>	Gris verdosa, gris clara, moderadamente firme, textura terrosa, calcárea, gradando a una arenisca de grano muy fino.
<i>Caliza:</i>	Crema, moderadamente dura, no presenta hidrocarburos

Fuente: Río Napo. (Marzo 2014). Reporte Final de Geología Sacha

Basal Tena

Este intervalo lo compone principalmente un cuerpo de arenisca con intercalaciones de limolita, arcillolita y finas capas de Caliza.

Tabla 1.28: Descripción litológica de la Formación Basal Tena

<i>Arenisca:</i>	Cuarzosa, café a café clara, blanca, translúcida, grano fino a medio, subredondeada a subangular, clasificación regular, matriz arcillosa, porosidad inferida. Presenta manifestación de hidrocarburos.
<i>Limolita:</i>	Gris verdosa, moderadamente firme a firme, subbloque, textura terrosa, calcárea, gradando a una arenisca de grano fino.
<i>Arcillolita:</i>	Café oscura, moderadamente firme a firme, subbloque, textura terrosa, calcárea.
<i>Caliza:</i>	Crema, dura a moderadamente dura, subbloque a bloque, pobre manifestación de hidrocarburos.

Fuente: Río Napo. (Marzo 2014). Reporte Final de Geología Sacha

1.3.2.1.4. Formación Napo

La Formación Napo posee un espesor de 1108 pies, su edad geológica se encuentra comprendida entre el Cretácico Inferior y el Cretácico Superior, y se encuentra conformada por una secuencia intercalada de lutitas, areniscas y calizas.

Tabla 1.29: Descripción litológica de la Formación Napo

Lutita:	Gris clara, suave a moderadamente firme, sublaminar, cerosa, no calcárea
Caliza:	Gris oscura, gris clara, moderadamente dura, subbloque. No presenta hidrocarburos.

Fuente: Río Napo. (Marzo 2014). Reporte Final de Geología Sacha

Caliza “M-1”

Su edad geológica pertenece al Santoniano Inferior, está formada por calizas intercaladas con niveles de lutitas.

Tabla 1.30: Descripción litológica de la Caliza “M-1”

Caliza:	Crema con gris oscuro, dura a moderadamente dura, subbloque. No presenta hidrocarburos.
Lutita:	Gris oscura, moderadamente firme, sublaminar a laminar, quebradiza, astillosa, plana, textura cerosa, calcárea.

Fuente: Río Napo. (Marzo 2014). Reporte Final de Geología Sacha

Caliza “M-2”

Su edad geológica pertenece al Turoniano, formada por un cuerpo de caliza con intercalaciones de lutita.

Tabla 1.31: Descripción litológica de la Caliza “M-2”

Caliza:	Gris oscura con crema, moderadamente dura, subbloque. Sin presencia de hidrocarburos.
Lutita:	Negra, gris oscura, moderadamente firme, laminar, astillosa quebradiza, plana, textura cerosa, calcárea.

Fuente: Río Napo. (Marzo 2014). Reporte Final de Geología Sacha

Caliza “A”

Formada principalmente por calizas con pequeñas intercalaciones de lutita.

Tabla 1.32: Descripción litológica de la Caliza “A”

Caliza:	Hacia la parte superior del intervalo se presenta de color gris clara, moderadamente dura a dura, subbloque y no presenta hidrocarburos. Mientras que hacia la base la caliza es de color gris oscura, moderadamente dura a dura, subbloque, asociada con glauconita y además presenta trazas de hidrocarburos.
Lutita:	Negra, gris oscura, moderadamente firme, laminar a sublaminar, astillosa, quebradiza, plana, textura cerosa, no calcárea.

Fuente: Río Napo. (Marzo 2014). Reporte Final de Geología Sacha

Arenisca “U”

Este intervalo estratigráfico está comprendido por areniscas con intercalaciones de lutitas y calizas. Se lo ha dividido en dos partes de acuerdo a las características del reservorio las cuales son:

Arenisca “U” Superior

Su edad geológica es el Cenomaniano, formada por arenisca con intercalaciones de lutitas y calizas.

Tabla 1.33: Descripción litológica de la Arenisca “U Superior”

<i>Arenisca:</i>	Cuarzosa, gris clara, café, translúcida, grano fino, subredondeada a redondeada, buena clasificación, pobre porosidad inferida. Presenta trazas de hidrocarburos.
<i>Lutita:</i>	Gris oscura, negra, moderadamente firme a firme, laminar a sublaminar, quebradiza, plana, textura cerosa, no calcárea.
<i>Caliza:</i>	Crema, café clara, moderadamente dura a dura, subbloque, no presenta hidrocarburos

Fuente: Río Napo. (Marzo 2014). Reporte Final de Geología Sacha

Arenisca “U” Inferior

Con una edad geológica del Cenomaniano Medio, está formada por areniscas con presencia de hidrocarburos, intercalada con capas de lutita y la presencia de caliza, carbón y finos niveles de caolín hacia la base del intervalo.

Tabla 1.34: Descripción litológica de la Arenisca “U Inferior”

<i>Arenisca:</i>	Cuarzosa, gris clara, café clara, translúcida, grano fino, subredondeada a redondeada, suelta, buena clasificación, buena porosidad inferida. Manchas de hidrocarburo en parches café oscuro.
<i>Lutita:</i>	Negra, gris oscura, moderadamente firme a firme, laminar a sublaminar, astillosa, quebradiza, plana, textura cerosa a terrosa, calcárea.
<i>Caliza:</i>	Crema, café clara, dura a moderadamente dura, subbloque, no presenta hidrocarburos.
<i>Caolín:</i>	Crema, suave a moderadamente firme, irregular a subbloque, no calcáreo.
<i>Carbón:</i>	Negro, café oscuro, firme a moderadamente firme, subbloque, textura leñosa.

Fuente: Río Napo. (Marzo 2014). Reporte Final de Geología Sacha

Caliza “B”

Con una edad geológica perteneciente al Albiano Superior, está compuesta por calizas intercaladas con lutitas.

Tabla 1.35: Descripción litológica de la Caliza “B”

<i>Caliza:</i>	Gris clara, gris oscura con crema, gris oscura, dura a moderadamente dura, subbloque, no presenta hidrocarburos.
<i>Lutita:</i>	Negra, gris oscura, moderadamente firme a firme, sublaminar a laminar, astillosa, quebradiza, plana, terrosa, no calcárea.

Fuente: Río Napo. (Marzo 2014). Reporte Final de Geología Sacha

Arenisca “T”

Este nivel estratigráfico está compuesto por arenisca con intercalaciones de lutita y caliza. De acuerdo a las características del reservorio, la Arenisca “T” se subdivide en dos niveles que son:

Arenisca “T” Superior

Con una edad geológica perteneciente Albiano Superior, está compuesta por areniscas glauconíticas, intercaladas con lutitas y capas de calizas.

Tabla 1.36: Descripción litológica de la Arenisca “T” Superior

<i>Arenisca:</i>	Cuarzosa, gris verdosa, gris clara, café, translúcida, grano fino a muy fino, subredondeada a redondeada, buena clasificación, matriz arcillosa, cemento calcáreo, pobre porosidad inferida, asociada con glauconita. Presenta manchas de hidrocarburos en parches y puntos.
<i>Lutita:</i>	Negra, moderadamente firme a firme, laminar a sublaminar, astillosa, quebradiza, plana, textura terrosa, no calcárea
<i>Caliza:</i>	Crema, gris clara, moderadamente dura a dura, subbloque, no presenta hidrocarburos.

Fuente: Río Napo. (Marzo 2014). Reporte Final de Geología Sacha

Arenisca “T” Inferior

Edad geológica correspondiente al Albiano Superior, constituida por arenisca con presencia de hidrocarburos intercalada con capas de caolín y lutita.

Tabla 1.37: Descripción litológica de la Arenisca “T” Inferior

<i>Arenisca:</i>	Cuarzosa, gris clara, blanca, café clara, subtranslúcida, grano fino a medio, subredondeada a subangular, matriz caolinítica, cemento no visible, pobre porosidad inferida. Presenta manchas de hidrocarburo.
<i>Lutita:</i>	Negra, firme moderadamente firme, laminar, astillosa, quebradiza, plana, terrosa, no calcárea.
<i>Caolín:</i>	Crema, café claro, suave, irregular a subbloque, no calcáreo.

Fuente: Río Napo. (Marzo 2014). Reporte Final de Geología Sacha

Caliza “C”

Edad geológica correspondiente al Albiano Superior, formada por calizas con intercalaciones de lutitas.

Tabla 1.38: Descripción litológica de la Caliza “C”

<i>Caliza:</i>	Gris oscura con crema, moderadamente dura, subbloque a bloque, no presenta hidrocarburos.
<i>Lutita:</i>	Negra, firme a moderadamente firme, sublaminar, astillosa, quebradiza, plana, cerosa, calcárea.

Fuente: Río Napo. (Marzo 2014). Reporte Final de Geología Sacha

1.3.2.1.5. Formación Hollín

Edad geológica comprendida entre el Aptiano Inferior al Albiano Inferior, está conformada principalmente por areniscas intercaladas con niveles de lutitas, calizas hacia la parte superior y caolín. Se ha dividido en dos partes de acuerdo a las características del reservorio, las cuales son:

Arenisca Hollín Superior

Edad geológica correspondiente al Albiano Inferior. Está formado por areniscas glauconíticas intercaladas de lutitas y finos niveles de calizas en la parte superior del intervalo.

Tabla 1.39: Descripción litológica de la Arenisca Hollín Superior

Arenisca:	Cuarzosa, gris clara, gris verdosa, café clara, subtranslúcida a subtransparente, grano fino, subredondeada, clasificación buena, matriz arcillosa, cemento calcáreo, pobre porosidad inferida. Asociada con glauconita. Manchas de hidrocarburo
Lutita:	Negra, gris oscura, moderadamente firme, laminar, astillosa, quebradiza, plana, cerosa, no calcárea.
Caliza:	Gris oscura con crema, moderadamente dura, subbloque, no presenta hidrocarburos.

Fuente: Río Napo. (Marzo 2014). Reporte Final de Geología Sacha

Arenisca Hollín Inferior

Edad geológica comprendida entre el Aptiano Inferior al Albiano Inferior. Está formada por un cuerpo principal de arenisca con intercalaciones de lutita, carbón y caolín.

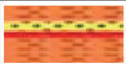




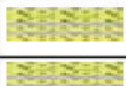
Tabla 1.40: Descripción litológica de la Arenisca Hollín Inferior

Arenisca:	Cuarzosa, blanca, gris clara, translúcida, grano fino a medio, subredondeada a subangular, suelta, regular clasificación, pobre porosidad inferida. Presenta hidrocarburos.
Lutita:	Negra, gris oscura, moderadamente firme a firme, laminar, astillosa, quebradiza, plana, cerosa, calcárea.
Carbón:	Negro, firme a moderadamente firme, textura leñosa.
Caolín:	Café oscuro con crema, café oscuro, suave, irregular a subbloque, no calcáreo.

Fuente: Río Napo. (Marzo 2014). Reporte Final de Geología Sacha

1.3.3. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO SACHA

Figura 1.4: Columna Estratigráfica del Campo Sacha

EDAD	LITOLOGÍA	FORMACIÓN	MIEMBRO	TOPE Cortes MD (pies)	TOPE Registros MD (pies)
Cuaternario		INDIFERENCIADO			
Oligoceno		ORTEGUAZA		5.486	5.494
Eoceno		TIYUYACU		6.279	6.360
			Conglomerado Superior	6.521	6.541
			Base Conglomerado Superior	6.697	6.697
			Conglomerado Inferior	7.535	7.543
Paleoceno		TENA	Tena	8.022	8.035
			Basal Tena	8.824	8.824
Cretaceo Superior		Formación Napo	Napo	8.842	8.842
			Caliza "M-1"	9.078	9.083
			Caliza "M-2"	9.279	9.276
			Base Caliza "M-2"	9.323	9.322
			Caliza "A"	9.411	9.415
			Base Caliza "A"	9.500	9.501
			Arenisca "U" Superior	9.526	9.530
			Arenisca "U" Inferior	9.566	9.572
			Base Arenisca "U" Inferior	9.604	9.609
			Caliza "B"	9.682	9.685
			Arenisca "T" Superior	9.706	9.701
			Arenisca "T" Inferior	9.769	9.769
			Base Arenisca "T" Inferior	9.855	9.856
			Caliza "C"	9.943	9.956
Cretaceo Inferior		Formación Hollín	Hollín Superior	9.950	9.963
			Hollín Inferior	10.010	10.017

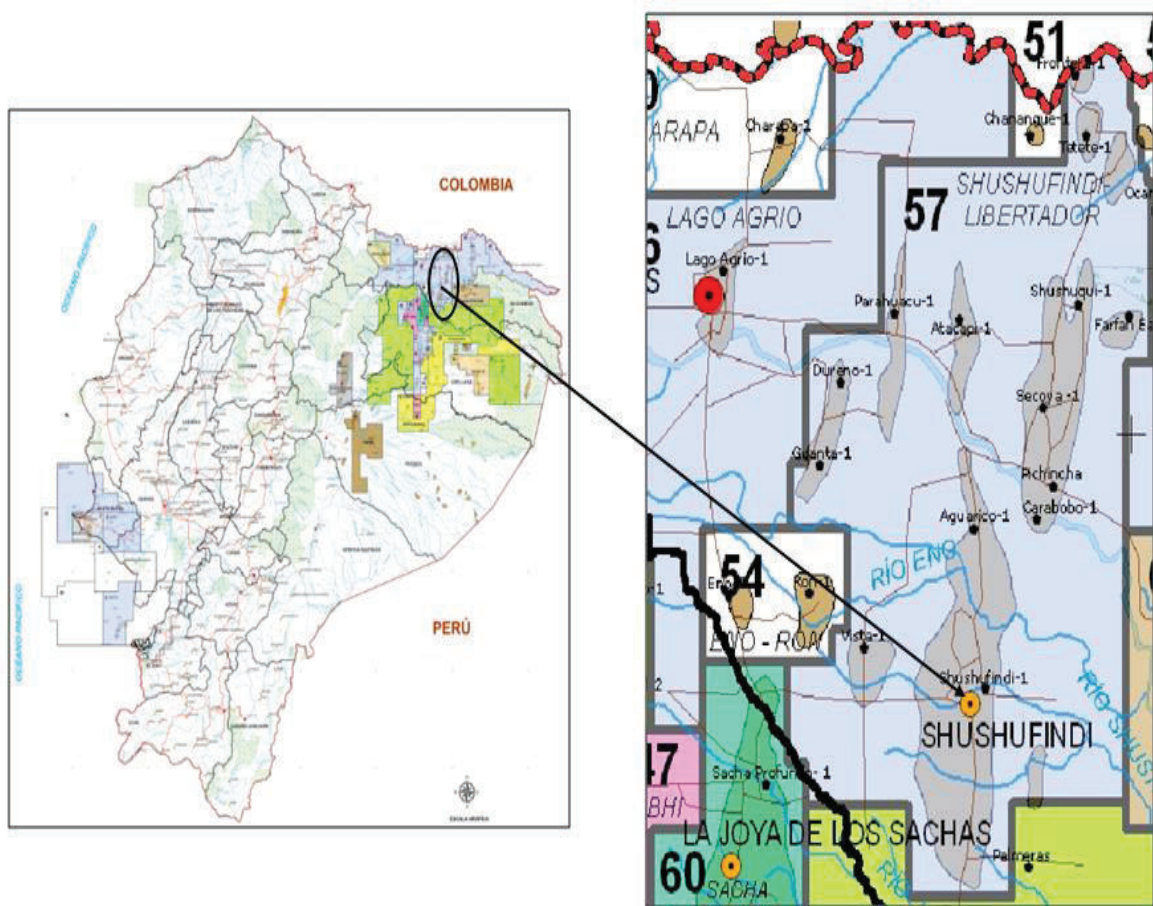
Fuente: Río Napo. (Marzo 2014). Reporte Final de Geología Sacha

1.4. CAMPO SHUSHUFINDI

1.4.1. UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

El Campo Shushufindi se encuentra ubicado en el Centro Norte de la Cuenca Oriental en la Provincia de Sucumbíos formando parte del corredor Sacha Shushufindi, como se muestra en la figura 1.5.

Figura 1.5: Ubicación del campo Shushufindi



Fuente: Mapa Bloques Petroleros Septiembre 2011

Ubicado a 250 km al Este de la ciudad de Quito y 35 km al Sur de la frontera con Colombia, se encuentra limitado al Norte con el Campo Libertador, al Sur con Limoncocha, al Oeste con Tarapoa y al Este con el Campo Sacha.

Las coordenadas geográficas del campo están dadas por las siguientes latitudes y longitudes definidas en la Tabla 1.41

Tabla 1.41: Coordenadas Geográficas del Campo Shushufindi

Coordenadas del Campo Shushufindi	
Latitud	Longitud
00o 06´ 39” a los 00o 17´ 58” E	76o 36´ 55´ W

Fuente: ARCH

Elaborado por: Saúl González y Ricardo Gutiérrez

1.4.2. GEOLOGÍA DEL CAMPO SHUSHUFINDI

Las arenas del reservorio se consideran de grano medio con valores altos de esfericidad y en su gran mayoría impregnados totalmente de hidrocarburo. La producción de los yacimientos, se origina debido al empuje acuífero en la periferia, los efectos de expansión de los fluidos y la compresibilidad.

Las principales formaciones productoras son: “U” inferior, “U” superior con un crudo promedio de 27° API; “T” superior, “T” inferior con crudo promedio de 32°; Basal Tena y Hollín con un crudo de 24° API en promedio. Estructuralmente el campo presenta un anticlinal asimétrico fallado de bajo relieve de 30 Km de largo en dirección Norte-Sur, y un eje secundario de dirección Este-Oeste de 7 Km de ancho, con un cierre vertical de 370 pies.

Las formaciones “U” y “T” del campo Shushufindi están definidas como anticlinales de orientación Norte-Sur, limitados en el flanco Este por fallas no completamente sellantes, y en las otras direcciones por acuíferos laterales.

En el campo Shushufindi, los intervalos “U” y “T” están separados por lutitas y calizas impidiendo la comunicación entre sí, permitiendo un comportamiento independientemente de ambas. Por otra parte la formación Basal Tena al presentarse en forma lenticular en determinadas áreas del campo, es considerada de menor producción.

1.4.2.1. Descripción litológica por formaciones del Campo Shushufindi ^[3]

1.4.2.1.1. Formación Chalcana

Se caracteriza por presentar grandes paquetes de Arcillolita, Limolita y Arenisca:

Tabla 1.42: Descripción litológica de la Formación Chalcana

Arcillolita:	Café rojizo, gris clara a gris oscura, marrón amarillento, púrpura, dureza suave a firme, textura terrosa, contenido no calcáreo.
Limolita:	Gris, gris verdoso, dura, textura terrosa, contenido no calcáreo.
Arenisca:	De color blanco, subtransparente, translúcido moderadamente suelta, composición de grano cuarzoso, tamaño de grano fino, forma del grano subredondeado, matriz no visible, cemento no visible, porosidad no visible, sin presencia de hidrocarburo.

Fuente: Consorcio Shushufindi. Reporte Final de Perforación

1.4.2.1.2. Formación Orteguzza

Se caracteriza principalmente por:

Tabla 1.43: Descripción litológica de la Formación Orteguzza

Lutita:	De color gris verdoso, gris claro, dura, forma del corte subfísil, sublaminar, subastillosa, textura cerosa, contenido no calcáreo con inclusiones de pirita.
Carbón:	Café oscuro, duro, forma del corte blocosa, textura leñosa.
Limolita:	Café oscura, moderadamente dura, forma del corte sub-blocosa, textura terrosa, contenido no calcáreo.
Arenisca:	De color blanca, transparente, translúcido, moderadamente suelta, composición del grano cuarzoso, tamaño del grano muy fino, forma del grano subredondeado, pobre porosidad, sin presencia de hidrocarburo.

Fuente: Consorcio Shushufindi. Reporte Final de Perforación

1.4.2.1.3. Formación Tiyuyacu

La Formación Tiyuyacu de ambiente fluvial, está constituida por dos secciones diferentes:

- La sección superior, compuesta por arcillolitas, areniscas, limolitas y conglomerado;
- La sección inferior, conformada por arcillolitas, areniscas conglomeráticas, conglomerado de chert y pequeños lentes de limolita en su parte basal.

Conglomerado Tiyuyacu Superior

El Conglomerado Superior característico de la Formación Tiyuyacu, está compuesta por intercalaciones de arcillolita y areniscas. A continuación se describen cada una de ellas:

Tabla 1.44: Descripción litológica del Conglomerado Tiyuyacu Superior

<i>Arcillolita:</i>	De color gris verdoso, gris claro, café rojizo, moderadamente dura, forma de corte blocosa, textura terrosa, contenido no calcáreo.
<i>Arenisca:</i>	De color blanca, transparente, consistencia suelta, composición de grano cuarzoso, tamaño de grano medio a grueso, forma de grano subredondeado, con selección moderada, matriz y cemento no visible, sin presencia de hidrocarburo.
<i>Conglomerado:</i>	De color blanco, amarillo claro, subtransparente, consistencia suelta, composición de grano cuarzoso, tamaño grueso, forma de grano angular, pobre selección, matriz y cemento no visible.

Fuente: Consorcio Shushufindi. Reporte Final de Perforación

Conglomerado Tiyuyacu Inferior

Presenta grandes capas de conglomerado con intercalaciones de arcillolita, y hacia la base, se observan pequeños lentes de limolitas y arenisca.

Tabla 1.45: Descripción litológica del Conglomerado Tiyuyacu Inferior

Conglomerado Chert:	De color negro, mostaza, amarillo, duro, forma de corte en fragmentos angulosos.
Arcillolita:	De color café rojizo moteado con crema, púrpura, café amarillento, moderadamente dura, textura terrosa, contenido no calcáreo, soluble.
Limolita:	De color café rojizo, café oscuro, de dureza suave, forma de corte irregular, sub-blocosa, textura terrosa, contenido no calcáreo.
Arenisca:	De color blanco, translúcida, consistencia suelta, composición de grano cuarzoso, tamaño de grano fino, forma de grano subredondeado subangular, con buena selección, matriz arcillosa, cemento no visible, sin presencia de hidrocarburo.

Fuente: Consorcio Shushufindi. Reporte Final de Perforación

1.4.2.1.4. Formación Tena

De ambiente continental, constituida litológicamente por arcillolitas intercaladas por delgadas capas de limolitas.

Tabla 1.46: Descripción litológica de la Formación Tena

Arcillolita:	De color café oscuro, café rojizo, crema moteado con púrpura, de suave a duro, textura terrosa, contenido ligeramente calcáreo.
Limolita:	De color gris claro, gris verdoso, café rojizo, de duro a suave, forma del corte sub-blocosa a blocosa, textura terrosa, contenido ligeramente calcáreo.

Fuente: Consorcio Shushufindi. Reporte Final de Perforación

Basal Tena

Compuesta por arenisca con intercalaciones de arcillolita y limolita.

Tabla 1.47: Descripción litológica de la Formación Basal Tena

<i>Arenisca:</i>	De color blanca, translúcida a transparente, suave, composición del grano cuarzoso, tamaño de grano medio a grueso, forma del grano subredondeado a subangular, selección pobre, matriz y cemento no visible, porosidad regular con inclusiones de pirita. Pobre manifestación de hidrocarburo, productora en menor escala.
<i>Arcillolita:</i>	De color café, café amarillento, café rojizo, moderadamente dura, forma del corte sub-blocosa, textura terrosa, contenido ligeramente calcáreo.

Fuente: Consorcio Shushufindi. Reporte Final de Perforación

1.4.2.1.5. Formación Napo

De ambiente Marino Somero, posee características variables en la zona superior y presenta una secuencia de lutitas con intercalaciones de calizas.

Hacia la parte media se hallan los reservorios correspondientes a Arenisca “U” y Arenisca “T”, definidos de acuerdo a características litológicas específicas. Finalmente hacia la base, predominan lutitas con intercalaciones de caliza.

Tabla 1.48: Descripción litológica de la Formación Napo

<i>Lutita:</i>	De color gris, gris oscuro, negra, moderadamente dura, forma del corte sublaminaar, blocosa, textura cerosa a terrosa, contenido no calcáreo.
<i>Caliza:</i>	De color crema, gris oscuro, crema moteada con negro, dureza suave a dura, forma del corte irregular a sub-blocosa, sin presencia de hidrocarburo.

Fuente: Consorcio Shushufindi. Reporte Final de Perforación

Caliza “M-2”

Conformada por caliza intercalada por lutita.

Tabla 1.49: Descripción litológica de la Caliza”M-2”

<i>Caliza:</i>	De color gris oscuro, gris claro, negra, crema moteado con gris, dura a suave, forma del corte sub-blocosa a blocosa, presenta irregularidades, sin presencia de hidrocarburo.
<i>Lutita:</i>	De color gris oscuro, gris claro, moderadamente duro a suave, forma del corte blocosa a sub-blocosa, textura cerosa, contenido no calcárea.

Fuente: Consorcio Shushufindi. Reporte Final de Perforación

Caliza “A”

Constituida por un cuerpo de caliza con pequeñas intercalaciones de lutita.

Tabla 1.50: Descripción litológica de la Caliza “A”

<i>Caliza:</i>	Blanca moteada con gris, gris claro, crema, dura a suave, forma del corte sub-blocoso, sin presencia de hidrocarburo.
<i>Lutita:</i>	Gris oscura, negra, dureza suave a firme, forma del corte blocoso a sublaminar, textura cerosa, contenido moderadamente calcáreo.

Fuente: Consorcio Shushufindi. Reporte Final de Perforación

Arenisca “U” Superior

Compuesta por arenisca con intercalaciones de lutita y caliza, manifiesta presencia de hidrocarburos y es una de sus arenas productoras. A continuación en la Tabla 1.51 se describe la litología de esta arenisca.

Tabla 1.51: Descripción litológica de la Arenisca “U” Superior

<i>Arenisca:</i>	Blanca, transparente, composición del grano cuarzoso, tamaño de grano muy fino a fino, forma del grano subangular a subredondeado, cemento calcáreo, con inclusiones de glauconita y pirita. Existe presencia de hidrocarburos.
<i>Lutita:</i>	Gris a gris oscura, suave en dureza, forma del corte sub-blocosa, laminar, textura terrosa, contenido ligeramente calcáreo con inclusiones de pirita.
<i>Caliza:</i>	De color blanco, gris claro moteado con crema, moderadamente dura a suave, forma del corte sub-blocosa, sin presencia de hidrocarburo.

Fuente: Consorcio Shushufindi. Reporte Final de Perforación

Arenisca “U” Inferior

Compuesta de arenisca con intercalaciones finas de lutita.

Tabla 1.52: Descripción litológica de la Arenisca “U” Inferior

<i>Arenisca:</i>	Transparente, composición cuarzosa del grano, tamaño de grano medio, en ocasiones grueso, subredondeada, selección regular, matriz en parte caolinítica. Manifestación de hidrocarburos.
<i>Lutita:</i>	De color gris, gris oscura, dureza suave, forma del corte sub-blocosa, laminar, textura terrosa, contenido ligeramente calcáreo, con inclusiones de pirita.

Fuente: Consorcio Shushufindi. Reporte Final de Perforación

Caliza “B”

Compuesta por caliza con intercalaciones de lutita. La descripción de esta caliza se presenta en la Tabla 1.53 a continuación.

Tabla 1.53: Descripción litológica de la Caliza “B”

Caliza:	Blanca moteada con gris, moderadamente dura a suave, forma del corte sub-blocosa, porosidad no visible, sin presencia de hidrocarburo.
Lutita:	De color negro, moderadamente dura, sublaminar, textura cerosa, contenido ligeramente calcáreo.

Fuente: Consorcio Shushufindi. Reporte Final de Perforación

Arenisca “T” Superior

Se encuentra compuesta por paquetes de arenisca y delgadas intercalaciones de lutita y caliza.

Tabla 1.54: Descripción litológica de la Arenisca “T” Superior

Arenisca:	Blanca, ocasionalmente café claro, translúcida a transparente, dura, composición del grano cuarzoso, tamaño de grano medio, forma del grano angular a subredondeado, selección regular, matriz no visible, cemento ligeramente calcáreo, porosidad regular, con inclusiones de glauconita. Presenta manifestación de hidrocarburos.
Lutita:	De color negra, moderadamente dura, sublaminar, textura cerosa, contenido ligeramente calcáreo.
Caliza:	Color blanca moteada con gris, moderadamente dura, forma del corte blocoso a sub-blocoso, sin presencia de hidrocarburo.

Fuente: Consorcio Shushufindi. Reporte Final de Perforación

Arenisca “T” Inferior

Compuesta de arenisca con intercalaciones de lutita y caolín. Se presenta la descripción en la Tabla 1.55 a continuación.

Tabla 1.55: Descripción litológica de la Arenisca “T” Inferior

<i>Arenisca:</i>	Blanca, transparente, composición del grano cuarzoso, tamaño de grano fino, forma de grano redondeado, selección regular, matriz caolinítica y cemento ligeramente calcáreo, porosidad regular, con inclusiones de glauconita. Presenta manifestación de hidrocarburos.
<i>Lutita:</i>	De color café grisáceo, gris oscuro, dureza suave, forma del corte sub-blocosa, laminar, textura cerosa, contenido no calcáreo.
<i>Caolín:</i>	De color café grisáceo oscuro, crema, dureza suave, forma del corte sub-blocosa a irregular, textura cerosa, contenido no calcáreo.

Fuente: Consorcio Shushufindi. Reporte Final de Perforación

1.4.2.1.6. Formación Hollín

Compuesta principalmente por arenisca con intercalaciones de lutita.

Tabla 1.56: Descripción litológica de la Formación Hollín

<i>Arenisca:</i>	De color gris claro, blanca, translúcida a transparente, dureza suelta a friable, composición del grano cuarzosa, tamaño de grano muy fino a fino, forma del grano subangular a subredondeado, matriz regular y cemento no visible, con inclusiones de glauconita y presencia de hidrocarburo residual.
<i>Lutita:</i>	De color gris oscura, negra, moderadamente dura, forma del corte subastillosa, sublaminar, textura cerosa, contenido no calcáreo, con inclusiones de mica.

Fuente: Consorcio Shushufindi. Reporte Final de Perforación

1.4.3. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI

Figura 1.6: Columna Estratigráfica del Campo Shushufindi

		EDAD		MIEMBRO	LITOLÓGIA	DESCRIPCIÓN
M E S O Z O I C O	Fm. TENA	MAESTRICHIANO		ZONA BASAL TENA		Arenisca cuarzosa, transparente, subtranslúcida, grano medio a fino, subangular a subredondeado regular selección, suelta, cemento ligeramente calcáreo.
		CAMPARIANO				
	NAPO SUPERIOR	SANTONIANO				Lutita gris oscura, menor negra, moderadamente dura, fisil sublaminar, terrosa, granosa, en ocasiones debilmente calcárea.
		CONIACIANO		CALIZA "M1"		Caliza lodosa, predomina color café oscuro, en proporción menor gris oscura, ocasionalmente crema parca, gris moteada con blanco, moderadamente dura en subbloques, brillo graza, textura terrosa.
	NAPO MEDIO	TURONIANO		ZONA CALIZA M2		Caliza lodosa, café oscuro, moteada de blanco, ocasionalmente crema, moderadamente dura a suave, subblocosa.
				CALIZA A		Caliza microcristalina, crema, bandeada con gris claro, dura a moderadamente dura, blocosa.
	NAPO INFERIOR	CENOMANIANO		ARENISCA U SUPERIOR		Arenisca cuarzosa, café claro, transparente a subtransparente, grano fino a medio, subredondeado a subangular, pobre selección, suelta, ocasionalmente con inclusiones de glauconita, no se observa matriz ni cemento.
				ARENISCA U INFERIOR		Arenisca cuarzosa café clara, transparente a translúcida, grano fino a medio, en parte grueso subredondeada a subangular, pobre selección, cemento y matriz no visible.
						Caliza lodosa, negra, suave a moderadamente dura, irregular a blocosa.
	NAPO BASAL	ALBIANO		ARENISCA T SUPERIOR		Arenisca cuarzosa, café clara, en menor blanca, subtransparente a subtranslúcida, grano fino, en parte grano medio, subredondeado a subangular, friable, con inclusiones de glauconita, matriz arcillosa y cemento calcáreo.
				ARENISCA T INFERIOR		Arenisca cuarzosa clara, blanca, café clara, transparente a translúcida, suelta grano medio a fino subredondeado, moderada selección, matriz y cemento no visible.
	HOLLIN	APTIANO		FORMACION HOLLIN		Arenisca cuarzosa, blanca clara, transparente, suelta, grano medio a grueso, ocasionalmente grano fino, subredondeado, regular selección, con inclusiones de glauconita.

Fuente: Consorcio Shushufindi. Reporte Final de Perforación

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE OPERACIONES Y PARÁMETROS DE PERFORACIÓN.

2.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se describirán las operaciones de perforación llevadas a cabo en campo, de una forma secuencial y generalizada. Se abarcará también los problemas comunes que se presentan durante la perforación de cada sección, con sus respectivas acciones correctivas y preventivas.

Se describirán de una manera muy general, las operaciones más frecuentes llevadas a cabo para cada una de las secciones (conductora, superficial, intermedia y de producción) durante la perforación de un pozo petrolero.

2.2. SECUENCIA DE LAS OPERACIONES

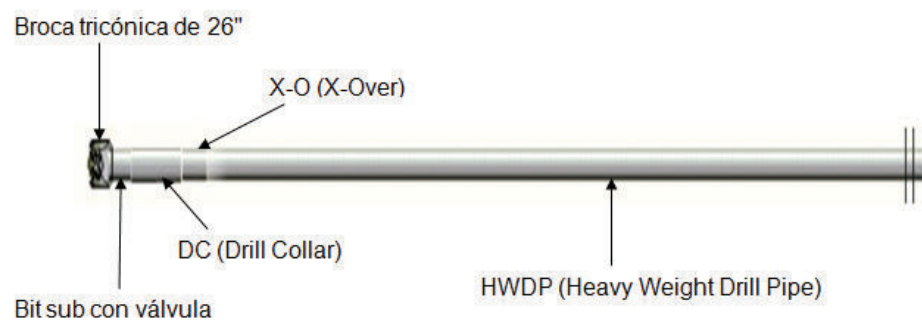
2.2.1. SECCIÓN CONDUCTOR DE 26” Y REVESTIDOR DE 20”¹⁴¹

Conforme a los Programas de Perforación diseñados por las compañías operadoras de los campos Drago Norte y Sacha (Plataforma Sacha 390), mismas que se han entregado a la ARCH, se describirá en forma secuencial y resumida las operaciones de perforación las cuales se indican a continuación:

- Realizar reunión de seguridad pre-operacional y el análisis de riesgo respectivo previo al inicio de operación.
- Iniciar toma de control litológico desde superficie.
- Ultimar detalles para inicio de operaciones. Comunicar a todo el personal involucrado sobre la operación.

- Revisar programa de perforación; considerar y analizar los respectivos riesgos de la operación.
- Personal de lodos debe prehidratar la formación con bentonita en agua fresca.
- Usar fluido disperso nativo con geles, tener preparados píldoras de alta reología para mantener estable la formación.
- Mantener limpia la mesa, solo equipo necesario para la operación debe permanecer en el rig floor.
- Verificar que la broca no tenga trabados los conos y/o posea fracturas. Verificar el registro de las revoluciones totales que tenga la broca.
- Realizar reunión de seguridad para armar BHA correspondiente.
- Armar BHA convencional, considerando la siguiente configuración:
 - Broca tricónica de 26"
 - Bit sub con válvula
 - DC (Drill Collar)
 - X-O (X-Over)
 - HWDP (Heavy Weight Drill Pipe)

Figura 2.1: BHA Convencional



Fuente: Sperry Drilling Services Halliburton

- Bajar BHA hasta topar formación y perforar verticalmente con BHA ajustando la profundidad con el tally del casing de 20". Perforar con parámetros óptimos usando fluido nativo disperso, para conseguir un mejor avance. Mientras se perfora, bombear píldoras de limpieza.

- Bombear píldora viscosa de alta reología, que permita dar un revoque consistente y mantener estable la formación durante la perforación.
- Alcanzando la profundidad programada para la sección, realizar viaje de calibración en el fondo, bombear píldora de limpieza y circular.
- Preparar píldora viscosa pesada con gel más barita, previo a la corrida del casing.
- Sacar BHA a superficie para bajar revestidor de 20”.
- Efectuar reunión de seguridad y pre-operacional, para la corrida de casing y cementación.

2.2.1.1. Bajada de Casing de 20”

- Armar herramientas para casing de 20”, usar mesa falsa.
- Bajar casing de 20” OD, 19.124” ID. Bajar hasta profundidad diseñada llenando tubo por tubo.
- Usar stinger y verificar sello. Usar centralizador lo más cerca posible al stinger (para casing de 20”).

Figura 2.2: Centralizadores



Fuente: Sinomach estabilizador de perforación

- Armar mesa falsa. Bajar stinger con HWDP (Heavy Weight Drill Pipe) con centralizador flexible, probar circulación antes de conectar en receptáculo

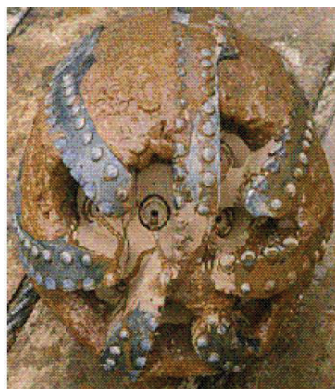
de zapato, asentar con poco peso para no dañar los sellos, verificar sello, circular hacia el anular casing-hoyo hasta zarandas limpias.

- Instalar y probar líneas con presión. Cementar de acuerdo al programa establecido, bombear lechada hasta tener retornos en superficie, desplazar el volumen de la tubería.
- Desarmar líneas de cementación, desconectar stinger, sacar tubería para cementación y stinger a superficie.
- Con soldador abrir casing de 20" y drenar lodo al cellar, cortar casing de 20", instalar y soldar tubo conductor y nipple campana.
- Soldar nipples en casing de 20".
- Instalar camisa al conductor y línea de flujo. En caso de no tener retorno de cemento, realizar top job.

2.2.1.2. Potenciales problemas durante la Sección

1. Cantos Rodados, Embolamiento: Perforar con bajo caudal y bombear píldoras viscosas. Controlar RPM los primeros pies a perforar. Bombear píldoras de control de pérdida y de limpieza. Usar Surfactantes para desembolamiento de broca en caso de ser necesario.

Figura 2.3: Broca Embolada

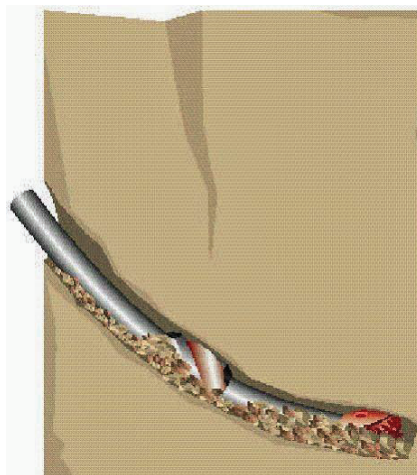


Fuente: Programa de entrenamiento acelerado para ingenieros supervisores de pozo. Selección y evaluación de barrenas

2. Pega de Tubería por Empaquetamiento: Bombear píldoras viscosas. Utilizar un filtro en el venturi y usar bombas jet para limpiar el cellar. Enviar píldora viscosa al final de la sección.

Disponer de tubería macarroni, bajar con esta tubería y limpiar el agujero. Trabajar sarta con bombas y rotación. Bombear píldora de limpieza.

Figura 2.4: Pega de Tubería por Empaquetamiento



Fuente: Perfo blogger, pegadura por empaquetamiento de sólidos

3. Pérdida de Circulación: Perforar con bajo caudal y bajas RPM los primeros pies a perforar. Contar con suficiente material anti-pérdida y cemento antes de comenzar la perforación.
4. Flotabilidad de la Tubería de Revestimiento 20": Colocar tensores para tubería de revestimiento. Correr la tubería despacio. Disponer de lodo pesado para ayudar a evitar la flotabilidad de la tubería de revestimiento.
5. Tubería no llega a fondo: Realizar viaje de calibración. Colocar píldora viscosa en el último viaje, antes de correr la tubería de revestimiento. Evaluar y cementar.

2.2.2. SECCIÓN DE 16” Y REVESTIDOR DE 13 3/8” [5]

- Realizar reunión de seguridad y pre-operacional.
- Armar BHA convencional, considerando la siguiente configuración:
 - Broca Tricónica de 16”
 - Bit sub 9 5/8”
 - DC (Drill Collar)
 - X-O (X-Over)
 - HWDP (Heavy Weight Drill Pipe)
- Bajar y limpiar cemento con parámetros controlados, perforar zapato y la nueva formación manteniendo verticalidad del pozo.
- En esta sección, por lo general, se utiliza un fluido con sistema disperso que se mezcla en los tanques del taladro en conjunto con aditivo, con el objeto de perforar los conglomerados superficiales, apoyados con el bombeo de píldoras de limpieza (viscosas) y valores reológicos bajos.
- Perforar con caudal moderado hasta alcanzar profundidad diseñada, optimizando los parámetros de perforación, para mantener un buen avance. Se debe incrementar el galonaje a medida que se profundiza en la perforación. A continuación se presenta un ejemplo del incremento promedio de galonaje por pie de formación:

Tabla 2.1: Galonaje por pie de formación

ft	GPM (+/-)
500	550
600	650
700	750
800	900
1000	1000

Fuente: Programa de Perforación Campo SACHA

- Tomar registro giroscópico para control de verticalidad.
- Repasar cada tubo perforado las tres primeras paradas y desde la cuarta parada, repasar cada media parada durante un tiempo prudencial:

subiendo con máximo galonaje sin rotación y bajando con máximo galonaje y rotaria.

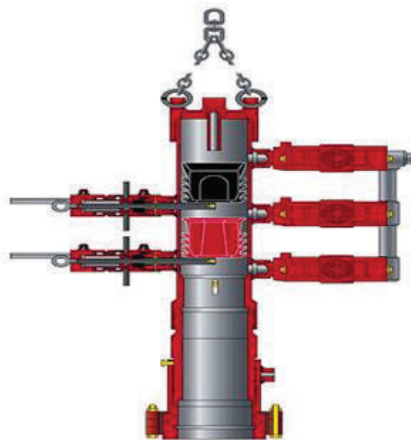
- Bombear píldora viscosa cada parada. Adicionar material anti-pérdida cada parada hasta llegar a las arcillas.
- Al llegar a la profundidad esperada, realizar prueba de galonaje incrementando el mismo gradualmente. Si no se observa problemas de pérdidas de circulación, bombear píldora viscosa y circular hasta zarandas limpias. Si se observa problemas de pérdida de circulación, bombear píldoras anti-pérdida y evaluar.
- Sacar BHA a superficie, chequear por pérdida y ganancia en los tanques mientras se saca el BHA.
- Realizar reunión de seguridad.

2.2.2.1. Bajada de Casing de 13 3/8”

- Armar herramientas y acondicionar la mesa para bajar casing de 13-3/8”.
- Realizar reunión de seguridad y pre-operacional.
- Considerar la siguiente configuración de revestidor:
 - Un zapato flotador, convencional, perforable
 - Una junta de revestidor 13 3/8”
 - Un collar flotador convencional, no rotativo perforable.
 - Juntas de casing de 13 3/8”
 - Usar centralizadores, ubicados de acuerdo a recomendación.
- Verificar el correcto funcionamiento del equipo de flotación.
- Verificar el adecuado torque “ajuste”.
- Usar collarín de seguridad.
- Seguir la siguiente estrategia para bajada de revestidor:
 - Bajar llenando casing tubo por tubo.
 - Establecer puntos de circulación donde se considere necesario, de acuerdo a los puntos apretados en el viaje a superficie.
 - Circular en los puntos que se encuentre obstrucción, rotar el casing de ser necesario.
 - Por seguridad, bajar con circulación las últimas juntas.

- Si durante la bajada hay inconvenientes, bajar circulando hasta el fondo desde el problema que se tenga; si el problema persiste, sacar casing y bajar un BHA para calibrar el hoyo.
- Una vez en el fondo, circular hasta retornos limpios tomando parámetros de galonaje y presión.
- Asegurarse que la zapata haya llegado a fondo y dejarla en fondo para la cementación.
- Levantar y armar la cabeza de cementación. Probar las líneas y circular por lo menos un fondo arriba. Tener en locación tubos cortos (5 ft, 10 ft y 15 ft) de revestidor 13 3/8" como contingencia, en caso que la cabeza de cementación no haga sello con el último revestidor.

Figura 2.5: Cabeza de Cementación

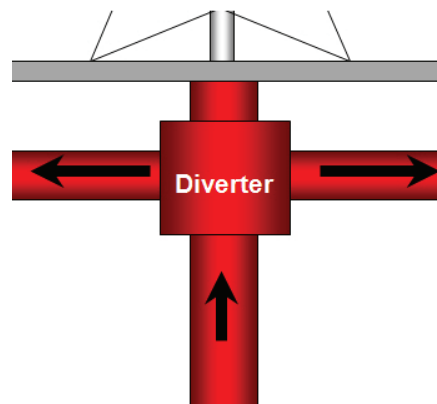


Fuente: Apuntes de Completación de Pozos, Ing. Guillermo Ortega

- Revisar Programa de Cementación (volumen con 0% de exceso sobre el diámetro de la broca), el desplazamiento se realizará con bombas del rig, revisar la eficiencia de las bombas antes de realizar la operación.
- Asegurarse que las bombas de lodo estén en buenas condiciones operacionales.

- Verificar la condición e instalación correcta de los tapones de desplazamiento (duro y suave), antes de colocarlos en la cabeza de cementación.
- Efectuar un análisis de riesgo para armar cabeza de cementación y líneas de alta presión. Realizar reunión de seguridad con todo el personal.
- Proceder con la cementación de acuerdo al programa.
- Mezclar espaciadores y agua de mezcla del cemento durante la corrida del casing.
- Manteniendo una distancia prudencial arriba del fondo, circular con las bombas del rig, acondicionar el lodo hasta obtener presiones de acuerdo a la simulación realizada previamente.
- Asentar tapón con presión mayor que la presión final de desplazamiento.
- Asentar casing de 13 3/8", levantar, retirar diverter (desviador) y cortar en bruto revestidor de 20" y de 13 3/8".

Figura 2.6: Diverter



Fuente: Perfo blogger, sistemas diverter en control de pozos

- En caso de no reversar cemento a superficie realizar Bullhead, para lo cual se debe tener instaladas válvulas de 2" o 3" en el conductor de 20". Soldar medias lunas entre los revestidores de 20" y 13 3/8".
- Cortar y biselar tope del casing de 13 3/8" e instalar secciones "A" y "B"- Slip Lock Assembly del cabezal de producción, conectar manómetro y

bomba manual hidráulica al cabezal y probar sellos con presión. Tener cuidado mientras se realiza cortes de casing, para evitar que caiga basura o chatarra al hoyo.

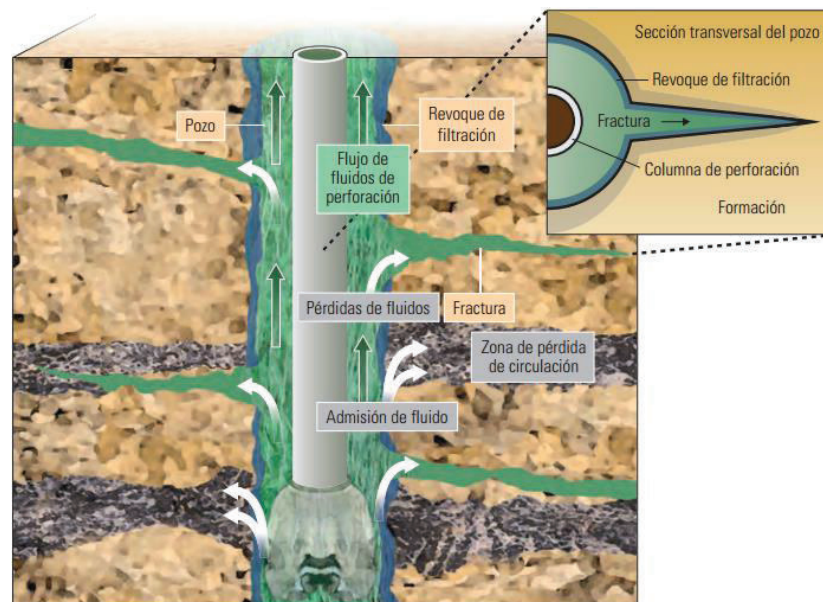
- Coordinar con Producción la correcta orientación de las válvulas del cabezal del pozo.
- Realizar reunión de seguridad para armado del BOP. Para ajuste de los pernos de BOP, se usará la llave neumática del rig.
- Instalar el conjunto de preventores, equipados con preventor anular, doble rams, blind rams, mud cross, variables single rams, kill line, choke manifold y líneas al desgasificador.
- Probar el conjunto superficial de seguridad, línea de matado y válvulas de choque con presión durante el tiempo planificado en el programa.
- Instalar el tapón de prueba con una junta de Drill Pipe, retirar la junta de tubería, cerrar blind rams y la válvula HCR, probar con presión.
- Cerrar pipe rams y probar en conjunto con las válvulas del manifold con presión.
- Cerrar preventor anular y probar con presión. Retirar tapón de prueba y desarmar tubo de maniobra.
- Todas las pruebas deben efectuarse con agua.
- Las pruebas deben ser satisfactorias antes de reanudar la perforación.
- Instalar el buje de desgaste (Wear Bushing) y revisarlo periódicamente.

2.2.2.2. Potenciales problemas durante la Sección

1. Taponamiento de Flow Line: Usar dispersantes para dispersar lodo. Mantener trabajando los jets con bomba del taladro y usar máximo galonaje. Realizar limpieza del cemento en el flow line, cuando haya retorno en superficie.
2. Control de Presión Diferencial: Controlar la presión diferencial en el motor y la ROP.

3. Taponamiento de Tubo Conductor: En caso de taponamiento de tubo conductor, levantar la sarta, bajar la tasa de bombeo sin detenerlo y rotar tubería con el objeto de romper el material que obstruye el tubo conductor.
4. Monitoreo de las Propiedades del Fluido de Perforación: Durante la perforación, monitorear constantemente las propiedades del fluido de perforación y en caso de observar anomalías, informar a la línea supervisora para tomar acciones correctivas que el caso amerite.
5. Límites Operativos de las Herramientas: Tomar en consideración los límites operativos de las herramientas para no tener pescas, desenrosques de tubería, pérdida de circulación, entre otros.
6. Pérdida de Circulación: Generalmente cuando se atraviesan gravas se pierde circulación. Se recomienda utilizar el mínimo peso del lodo posible, pero garantizando la estabilidad de las paredes del hoyo. También se recomienda bombear píldoras con material anti pérdida.

Figura 2.7: Pérdida de Circulación



Fuente: Schlumberger, Estabilización del pozo para prevenir pérdidas de circulación

7. Fallas en el Equipo de Perforación: Realizar plan de mantenimiento de todos los componentes del rig; se debe llevar un registro de las horas de trabajo de cada componente.
8. Bajos ROP: Variar parámetros de perforación (ajustar peso en la broca, aumentar galonaje, levantar la sarta para limpiar la broca, monitorear la presión diferencial).
9. Presiones Altas: Limpiar filtros de la salida del tanque de succión, revisar líneas, chequear manguerote, correr hidráulicas con las diferentes líneas de servicios, usando los mismos parámetros mientras se realiza el cálculo de hidráulica.
10. Influjo de agua: Disponer de píldora de matado en caso de no controlar con densidad de lodo. Realizar evaluación durante los viajes y disponer de suficiente cantidad de barita para densificar peso de lodo.
11. Empaquetamiento y Hoyo Apretado: Este tipo de problemas de empaquetamiento, se presenta debido a la estabilidad del hoyo. Se recomienda tener en óptimas condiciones las propiedades del lodo, bombear píldoras de limpieza, repasar las veces necesarias en cada conexión y si el arrastre es continuo, circular y repasar. A cualquier intento de pega, martillar en sentido contrario al movimiento de la tubería antes de la pega.
12. Embolamiento de la Broca: Para evitar embolamientos de la broca, perforar con lodo disperso y mantener el peso sobre la broca. Además como contingencia, considerar el uso de píldoras dispersas en base agua.

2.2.3. SECCIÓN DE 12 ¼” Y REVESTIDOR DE 9 5/8”¹⁶¹

- Armar BHA correspondiente, dependiendo del objetivo a alcanzar y el diseño del pozo.
- El BHA se arma con una broca de 12 ¼” (PDC o tricónica) y se baja hasta el collar flotador, dos paradas antes del tope teórico del collar. Por seguridad siempre se debe bajar con rotación y circulación.
- Luego se perfora el collar y el cemento con una altura considerable sobre el zapato (2 a 4 ft), verificando que las horas de fragüe se hayan cumplido.
- Mientras se perfora la zapata, el fluido de perforación debe ser cambiado y adicionar lubricante al sistema.
- Repasar cada parada perforada por seis minutos de la siguiente forma: tres minutos subiendo con máximo galonaje sin rotación y luego tres minutos bajando con máximo galonaje con rotación.
- Realizar viaje hasta superficie para armar y bajar BHA de calibración convencional, para calibrar el hoyo.

2.2.3.1. Bajada de Casing de 9 5/8”

- Bajar casing de 9 5/8” y cementar de acuerdo al programa de cementación.
- Circular píldoras pesadas para limpiar del hoyo.
- Finalmente bombear píldoras viscosas, cada una o dos paradas durante la perforación.

2.2.3.2. Potenciales problemas durante la Sección

1. Descontrol de pozo por presencia de Gas de Formación: Disponer de píldora de matado y controlar el pozo usando la hoja de matado del pozo previamente calculado. Asegurarse que en la locación, se cuente con una cantidad suficiente de materiales de lodo y de emergencia, para enfrentar una situación de control de pozos.

Cada inicio de sección y/o 15 días, someter a prueba los instrumentos y todo el equipo de prevención y control de reventones BOP. Entrenar a las

cuadrillas de perforación en simulacros de cierre del pozo y operación del BOP.

Cada cambio de peso de lodo, tomar presiones reducidas, chequear por flujo, anotar presión de cierre de tubería (casing), llevar y calcular hoja de peso de lodo de matado, disponer en la mesa del rig procedimientos de cierre del pozo, realizar entrenamiento a las cuadrillas para control de pozos.

2. Pérdida de circulación por inducción en conglomerados de Tiyuyacu: Se recomienda controlar la velocidad de sacado en el viaje, la cual debe ser calculada por el Ingeniero de fluidos, para evitar efectos de Surgencia o suaveo.

El maquinista no debe exceder del 50 % por debajo del peso del martillo al sacar sin bomba. En caso de ser necesario, usar backreaming y hacerlo sin overpull. Al encender las bombas, realizarlo de manera incremental cada 10 segundos, y revisando siempre los retornos.

3. Pega de Tubería y Empaquetamiento: Estar alerta y conocer las zonas de alto riesgo de pegas. Personal del rig, debe reconocer los indicios de pega de tubería como presión alta, torque, entre otros. Siempre mover la tubería en sentido contrario al evento de la ocurrencia. El martillo de perforación debe estar en condiciones operativas.

Figura 2.8: Martillo de Fondo



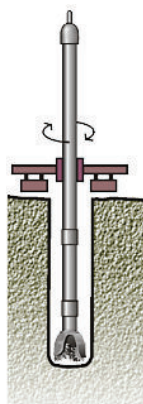
Fuente: Tubos para explotación subterránea

Para cambios de BHA's, se sugiere cambiar martillos si estos están cercanos a las 200 horas de trabajo.

Trabajar en base a la información obtenida del pozo, reconocer las señales de advertencia, arrastre, torque, usar parámetros adecuados; si hay indicios de empaquetamiento, trabajar con bajo caudal hasta recuperar circulación normal. Determinar el sobre jalón y avisar al perforador.

Asegurarse que el procedimiento de pega de tubería del campo esté claramente comunicado y publicado en el equipo de perforación, además de que el perforador haya sido instruido en la operación de martilleo y la información técnica y de manejo seguro del martillo esté disponible con respecto a su operación en el agujero. Mantener la sarta siempre en movimiento. Tener presente que se pueden presentar problemas de pega en el conglomerado de Tiyuyacu y Basal de Tena.

Figura 2.9: Sarta de perforación en movimiento



Fuente: Perforación rotativa de rocas

Se recomienda chequear con geología zonas porosas, mantener los sólidos perforados al mínimo posible y adicionar carbonato de calcio para perforar Tiyuyacu. Minimizar el tiempo en la toma de Survey's; antes de hacerlo, circular para levantar cortes fuera del BHA.

Agregar lubricantes para reducir la fricción de la sarta con las paredes del hoyo. Limpiar bien el hoyo antes de un viaje o corrida de casing. Durante los viajes, sacar con bomba y rotación para remover los sólidos, dando el tiempo suficiente en la circulación para sacar los ripios a superficie.

4. Daños y Embolamiento de Brocas: Mantener un buen control de los parámetros mientras se perfora la formación, especialmente en los conglomerados. Bombear píldoras para desembolar la broca, levantar la sarta, usar píldoras de baja reología, mantener el peso sobre la broca, perforar con lodo disperso.

Ayudarse con los profesionales de geología, para determinar bien los topes de las formaciones y realizar una buena correlación con los pozos vecinos para determinar los topes.

5. Camas de cortes: La manera más efectiva para evitar las camas de cortes es manteniendo una buena rotación y galonaje, bombear píldoras de limpieza dispersas y viscosas pesadas, circular con altos RPM o igual al usado mientras se perforó.

Si se realiza backreaming, circular cada 5 o 6 paradas después de haber trabajado con backreaming. Durante los viajes de retorno romper geles.

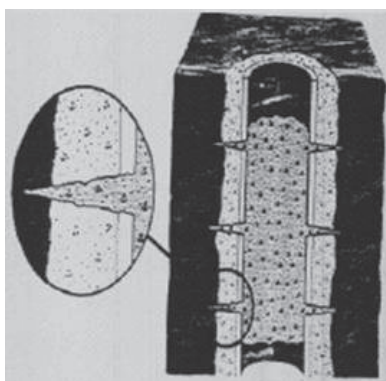
6. Herramientas con Desgaste Prematuro o Poco Avance: Se recomienda realizar control de parámetros de acuerdo a la litología a atravesar mientras se perfora.

En la formación de Tiyuyacu, se debe realizar el control para atravesar los conglomerados presentes en esta formación. Se recomienda revisar master logs de pozos vecinos.

Gas de Formación: Se recomienda realizar control estricto de la densidad de entrada y salida del lodo. Disponer una píldora de matado para controlar densidad de lodo y mantener presión hidrostática en sobre balance. El desgasificador debe estar en perfecto estado de funcionamiento; optimizar la hidráulica para perforar y en las zonas permeables, no mantener la sarta estática.

7. Cementaciones primarias y remediales: Para evitar realizar las cementaciones remediales, se recomienda realizar un trabajo eficiente en la primera cementación. Verificar e identificar los tapones de limpieza y desplazamiento para no meterlos invertidos. Verificar la instalación y la prueba con presión del equipo de cementación. Verificar la circulación y la reología del lodo de control.

Figura 2.10: Cementación remedial



Fuente: Apuntes de Completación de Pozos, Ing. Guillermo Ortega

El equipo debe ser revisado para la cementación, controlando que se disponga de suficiente agua. Las pruebas de laboratorio deben ser exigidas en el pozo. Limpiar las bombas y líneas del sistema de cementación, para evitar que el fluido entre al cabezal durante el lavado.

8. Washouts grandes: Para evitar washouts grandes, se recomienda no circular en zonas focalizadas como lutitas. Tener Master log visible y coordinar en conjunto con ingenieros de lodos, ingenieros direccionales e Ingenieros geólogos.

2.2.4. SECCIÓN DE 8 ½” Y LINER DE 7” ^[7]

- Armar BHA correspondiente.
- Usar lodo tipo libre de sólidos para evitar y disminuir al máximo la invasión de fluido en la zona productora.
- Bajar hasta el tope del collar y perforar usando un circuito corto: tapones, cemento, collar. Circular un fondo arriba y probar integridad del casing de 9-5/8” con presión. Romper zapato rotario y repasar varias veces zapato para verificar paso libre.
- Minimizar golpes y vibraciones mientras se limpia cemento con parámetros controlados de acuerdo al operador de la broca y direccional.
- Perforar zapato, circular píldora viscosa como espaciadora, desplazar el lodo de la sección anterior por el lodo para la nueva sección, circular hasta homogenizar todo el sistema con nuevo peso del lodo.
- Realizar prueba de integridad FIT.
- Continuar perforando según plan direccional y bombear píldora viscosa, circular hasta obtener retornos limpios.
- Al terminar de perforar, circular en el fondo con los mismos parámetros usados mientras se perforo la primera vez, para luego proceder a sacar con bomba y rotación, bajando con los mismos parámetros. La segunda levantada para la parada de perforación, sacar libre, chequear el torque y arrastre. Este proceso se realiza con la finalidad de calibrar las zonas.
- Ajustar parámetros adecuados mientras se perfora; el bombeo de píldoras para limpieza del hoyo será fundamental.
- Adicionara material de puenteo con el fin de incrementar la estabilidad del hoyo.
- Realizar un estricto control sobre el control de filtración, ajustando las concentraciones, con el fin de minimizar el volumen de filtrado y la invasión de fluidos en la zona de interés. Se recomienda bombear píldoras de alta reología con material de puenteo, con el fin de evaluar la limpieza del hoyo.
- Una vez alcanzado zapato de 9 5/8”, bombear píldoras de limpieza, circular y realizar viaje de calibración hasta superficie.

- Armar BHA convencional para calibrar el hoyo, regresar a fondo, bombear tren de píldoras, circular hasta tener el hoyo limpio. Si es necesario usar un segundo set de píldoras al observar retornos en superficie. Con este BHA dejar el pozo acondicionado para la toma de registros eléctricos recomendados.
- Correr registros eléctricos.
- Luego de la toma de registros eléctricos, armar y bajar el mismo BHA convencional antes mencionado, para calibrar hoyo y dejar en condiciones para corrida del liner de 7”.

2.2.4.1. Bajada de Liner de 7”

- Realizar el tally del liner de 7” con el operador del colgador, verificar bien las medidas del liner y herramientas a bajar.
- Preparar herramientas para bajar liner de 7”, conejear toda la tubería y drill pipe.
- Limpiar la mesa y retirar todo objeto que se puede caer dentro del hoyo.
- Realizar reunión de seguridad previa a la corrida de liner de 7” y cementación, involucrar a todos los supervisores (toolpusher, supervisor, Ing. de lodos, geología, perforador, cementadores), entregar el tally a todos los involucrados.
- Mantener un solo conejo de tubería en la mesa para evitar confusiones, verificar que el mismo salga de la tubería previo a seguir bajando el liner de 7”.
- Bajar Liner de 7”, conejeando.
- Verificar el correcto funcionamiento de los dispositivos flotadores y el torque adecuado.
- Continuar bajando liner de 7”, levantar el colgador e instalar tapón de limpieza del liner en el colgador. Durante la bajada no exceder el peso.
- Las condiciones de bajada del liner como velocidad, máximo peso de asentamiento, presión, otros; serán dadas y verificadas por el técnico del colgador del liner. Se recomienda que el especialista esté en la mesa para un mejor control.

- Mientras se corra tubería, todo el tiempo se debe instalar el protector del drill pipe para evitar el ingreso de herramientas ajenas al pozo.

Figura 2.11: Protector de Drill Pipe



Fuente: Drilltec TJP Protectors

- Continuar bajando el liner de 7" hasta el zapato del revestidor de 9 5/8".
- Establecer circulación, chequear presión, tomar pesos de la sarta subiendo, bajando y verificar el torque. Circular un fondo arriba.
- Mientras se continúa bajando el liner en hueco abierto, se recomienda bajar circulando las dos últimas juntas por seguridad. Con la jefatura de perforación se analizará el uso de anillos de torque en cada junta y colgador.
- En caso que se requiera circular y rotar la sarta, no exceder el punto más débil dentro de la sarta.
- Circular en el fondo y mantener el liner en reciprocación. En caso de existir presiones altas durante la cementación, circular reciprocando la sarta para una mejor limpieza.
- Realizar la cementación de acuerdo al programa, usando lechadas de producción y centralizar.
- Verificar el asentamiento del liner.
- Llevar el Drill Pipe a peso neutro y aplicar peso para liberar el setting tool del liner. Levantar el setting tool con circulación directa para garantizar la limpieza del tope del colgador. Sacar el setting tool a superficie y finalizar la operación.

2.2.4.2. Potenciales problemas durante la Sección

1. Fallas de equipos: Se recomienda revisar absolutamente todos los equipos de las compañías de servicio, solicitar documentos de inspección previa a las operaciones asignadas y poner por escrito los análisis de riesgos para cada operación.
2. Colisión de Pozos: Correr registro Gyro por interferencia magnética o hasta donde sea necesario, conforme a la recomendación y análisis de la empresa direccional.
3. Boulders o Cantos rodados: Mantener controlados los parámetros de perforación y galonaje, para evitar vibración de la sarta y desvío del pozo. Se recomienda incrementar progresivamente los parámetros para la perforación en esta sección.
4. Influjo de agua: Si se ha observado influjos de agua durante los viajes de calibre en la sección, se recomienda chequear influjos antes de sacar la sarta, mantener píldoras de control, monitorear constantemente la densidad de entrada y salida, así como el nivel de los tanques de lodo. Monitorear la hoja de llenado de pozo durante viajes de calibre. Circular el hoyo hasta que esté limpio. Después de la cementación del casing de 13-3/8", soldar inmediatamente platinas para casing de 20 y 13 3/8".
5. Limpieza del hoyo: Se recomienda bombear píldoras de limpieza, dispersas y viscosas pesadas. Un indicativo de un hoyo sucio serán las presiones altas, torque y arrastre. Se recomienda chequear parámetros durante cada conexión, repasar la parada de acuerdo al ROP que se tenga 2 o 3 veces previo a la conexión. Previo a los viajes circular bien el hoyo hasta tener retornos limpios. Utilizar máximo galonaje para mejorar la limpieza; durante los viajes realizar circulaciones intermedias para limpieza del hoyo.

6. Taponamiento del Flow Line, Tubo Campana, Bolsillo: Si se ha evidenciado taponamiento, en especial con arcillas tipo gumbo debido a la alta densidad que se maneja para controlar influjos y las arcillas reactivas, se recomienda mantener lodo disperso, controlar la ROP, agregar dispersantes en las concentraciones adecuadas para mantener disperso el lodo, mantener siempre limpio el bolsillo.

Mientras se limpia, no mantener la sarta estática, rotar la tubería, mantener una bomba conectada a los jets de la línea de flujo, esto reducirá el riesgo de taponamiento del flow line y pérdidas de tiempo. Después de cada trabajo de Cementación, limpiar la línea de flujo por posibles residuos de cemento.

7. Pérdida de circulación: Si está restringida la circulación, bajar el caudal de la bomba limpiando el hueco adecuadamente, bombear píldoras con material anti pérdida, asegurar que el material a usar sea el adecuado y pueda pasar por los jets de la broca.
8. Empaquetamiento y hoyo apretado: En las secciones de 12 ¼" y 8 1/2", por lo general son las que presentan problemas de empaquetamiento debido a inestabilidad de lutitas y arenas no consolidadas.

Se recomienda tener en óptimas condiciones las propiedades del lodo, mantener un buen enjarre, repasar la parada con backreaming cuando haya obstrucción en cada conexión, bombear píldoras de limpieza, en el viaje no sobre tensionar más del arrastre normal considerando el ángulo que se tiene; si el arrastre es continuo, circular, repasar y limpiar bien el hoyo.

Cualquier intento de pega, martillar en sentido contrario al movimiento de la tubería antes de la pega. Si el pozo presenta problemas sacando o bajando, se saca con backreaming especialmente en las lutitas de la

formación Napo, parar frente a las calizas para circular y sacar todos los rípios del trabajo del backreaming.

9. Viajes de limpieza: Revisar los procedimientos para los viajes, tener listas las herramientas para su respectivo cambio y no exponer el hoyo, mantener el tanque de viaje limpio, mientras se baja la tubería romper geles.

Revisar los procedimientos y criterios para circular el pozo o para hacer limpieza en ascenso con backreaming y comunicarlos al jefe del taladro y al perforador incluyendo los parámetros de operación (GPM, RPM, velocidad de viaje, sobre tensión permitida, tiempo de circulación, áreas problemáticas), así como también la recomendación de encendido y apagado de bombas.

Asegurarse de lavar el tanque de viaje al comienzo de cada turno, mantener lodo en el tanque de viaje en todo momento y limpiar el flotador si lo hay. Asegurarse antes del viaje se circule bien el pozo hasta retornos limpios en zaranda y se acondicione adecuadamente el lodo.

El equipo para control de pozo y manejo de tubería necesarios, deben estar en condiciones de operacionales. Bombear píldoras de limpieza con píldoras dispersas y viscosas pesadas, para limpiar adecuadamente el hoyo.

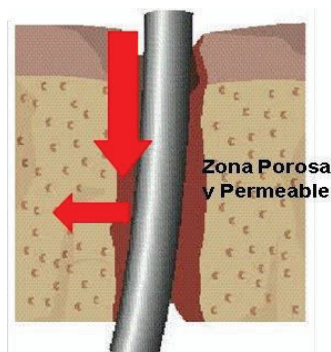
Tomar pesos de la sarta: rotando, libre, arriba, abajo; asegurándose que haya condiciones normales de torque y arrastre antes de comenzar el viaje y reportar tales condiciones. Con las bombas apagadas, observar el pozo para determinar condiciones estáticas.

10. Lavar Zapato: Siempre que se perfore debajo del zapato, se tiene que perforar con flujo moderado a máximo para tubería de 13-3/8" y 9-5/8", con el objeto de no lavar el zapato y evitar futuros problemas.

Verificar que la consistencia del cemento con las muestras (testigos) estén duras en superficie. Para realizar drill out, revisar reporte de las pruebas de laboratorio, verificar resistencia a la compresión. Dos paradas antes del tope del cemento, bajar lavando.

11. Pega diferencial: Agregar carbonato de calcio tipos 100-30 para dar un buen sello a la formaciones porosas y no consolidadas, chequear con geología las zonas porosas, mantener los sólidos perforados al mínimo posible, mantener el cake lo suficientemente delgado y que permita dar un buen sello, no mantener la sarta estática frente a las zonas porosas, siempre mantener la tubería en movimiento, disminuir los tiempos de cada conexión, conocer la tendencia de torque y arrastre, eliminar el over pull (máxima tensión), circular a hueco limpio antes de sacar y después de volver al fondo.

Figura 2.12: Pega de Tubería



Fuente: Perfoblogger, recomendaciones generales para situaciones de pega de tubería

Es necesario mantener las paredes del hoyo con un buen revoque, para evitar posibles pegas diferenciales en algunas zonas depletadas y de baja presión. Si necesitamos reparar, colocar suficiente agente puenteante, carbonato de calcio o un material que pueda sellar las paredes y revoques que se hayan derrumbado.

12. Topes geológicos: Al encontrar diferencia con los topes geológicos pronosticados de gran diferencia, se debe comunicar inmediatamente al Company Man para tomar acciones inmediatas. Se circulará y sacará al zapato más próximo, para realizar nuevo plan direccional.
13. Cortes: Asegurar disponibilidad para evacuación de cortes de perforación de todo el pozo.

2.3. PARÁMETROS DE PERFORACIÓN

2.3.1. FLUIDOS DE PERFORACIÓN ^[8]

2.3.1.1. Yield Point (YP) - Punto Cedente

Es una medida de la resistencia interna al flujo inicial. Es el valor mínimo del esfuerzo de corte requerido para iniciar el movimiento del fluido. Esta resistencia es creada por fuerzas eléctricas que mantienen a las partículas coloidales juntas.

2.3.1.2. Viscosidad Plástica (PV)

La viscosidad plástica se describe generalmente como la parte de la resistencia al flujo que es causada por la fricción mecánica. Se calcula a partir de los datos del viscosímetro de lodo.

La viscosidad plástica es afectada principalmente por:

- La concentración de sólidos.
- El tamaño y la forma de los sólidos.
- La viscosidad de la fase fluida.
- La presencia de algunos polímeros de cadena larga.
- Las relaciones aceite-agua (A/A) o Sintético-Agua (S/A) en los fluidos de emulsión inversa.

[7] Petroamazonas (Marzo 2014). Programa de Perforación Campo DRAGO NORTE

Río Napo (Marzo 2014). Programa de Perforación Campo SACHA. Plataforma Sacha 390

Un aumento de la viscosidad plástica puede significar un aumento en el porcentaje en volumen de sólidos, una reducción del tamaño de las partículas de los sólidos, un cambio de la forma de las partículas o una combinación de estos efectos.

Cualquier aumento del área superficial total de los sólidos expuestos se reflejará en un aumento de la viscosidad plástica. Sin embargo, la mayoría de las veces, el aumento de la viscosidad plástica resulta del aumento en el porcentaje de sólidos.

2.3.1.3. Viscosidad

Es un término general usado para definir la fricción interna generada por un fluido cuando una fuerza es aplicada para ponerlo en movimiento.

2.3.1.4. Densidad

Es la masa de un material en relación al volumen que ocupa. Para efecto de campo, se maneja el concepto del peso en lugar de masa. Se mide con la balanza para lodos.

La importancia de la densidad de un fluido es probablemente una de las propiedades más importantes, ya que gracias a su correcto manejo, se logra el control de un pozo; manteniendo la Presión Hidrostática igual o ligeramente mayor que la presión de Formación.

2.3.1.5. Porcentaje De Sólidos

Es la cantidad total de sólidos en un fluido de perforación, determinada por destilación, que incluye los sólidos disueltos y los sólidos suspendidos o no disueltos. El contenido de sólidos suspendidos puede constar de una combinación de sólidos de gravedad específica alta y baja y sólidos nativos.

Los ejemplos de sólidos disueltos incluyen las sales solubles de sodio, calcio y magnesio. Los sólidos suspendidos forman el revoque; los sólidos disueltos permanecen en el filtrado. Los contenidos totales de sólidos suspendidos y disueltos están generalmente expresados como porcentaje en volumen, y con menor frecuencia, como porcentaje en peso.

2.3.2. BROCAS ^[9]

2.3.2.1. Velocidad De Penetración (ROP)

Es un término informal que se le da a la velocidad de penetración o la velocidad con que la broca penetra la formación.

2.3.2.2. Velocidad De Rotación (RPM)

Es la cantidad de vueltas por minuto que la mesa rotaria transmite a la sarta de perforación y en consecuencia a la broca.

- En formaciones blandas la velocidad de perforación es directamente proporcional.
- Mientras que en formaciones duras, el incremento de la velocidad de rotación disminuye al igual que la velocidad de penetración en ciertos rangos.

2.3.2.3. Caudal

Este parámetro afecta la limpieza del hueco y la broca, es recomendable tener altas tasas de flujo porque ofrecen una mejor limpieza en comparación a las bajas tasas. Al tener altas tasas se tiene un mejor transporte de cortes hacia superficie debido a una mayor velocidad anular y aumento de energía hidráulica en la broca.

2.3.2.4. Peso Sobre La Broca (WOB)

Es la carga aplicada sobre la broca, para que ésta efectúe la penetración de las diferentes formaciones. La acción de penetración es lograda cuando la carga aplicada, supera la resistencia de compresión de la formación en contacto con los dientes de la broca.

La velocidad de penetración es una medida de la respuesta de la formación en relación con el peso sobre la broca.

[9] Datalog (Marzo 2001). Manual de Procedimientos y Operaciones en el Pozo; David Hawker, Karen Vogt.

2.3.2.5. Área De Flujo Total (TFA)

Es la sumatoria del área circular de todas las boquillas y viene expresada en pulgadas cuadradas. El TFA toma en cuenta todos los chorros que hay tanto en la broca como en el ampliador (reamer) en el caso de brocas bicéntricas.

Al circular fluido por las boquillas, el flujo de fluido se estrecha en la broca convirtiendo la alta presión y la baja velocidad dentro de la sarta en baja presión y alta velocidad a la salida de la broca.

2.3.3. PARÁMETROS DIRECCIONALES ^[10]

2.3.3.1. Ángulo Máximo De Desviación

Es un factor importante para estimar el tiempo de intervención y contemplar un programa de contingencia. Al perforar direccionalmente con ángulos menores de 17°, se presenta una variación constante de la dirección del pozo, lo que repercute en estar corrigiendo casi toda la trayectoria del pozo a perforar; con ángulos entre 18° a 33°, su comportamiento es muy estable, son fáciles de mantener sin variación.

Perforar direccionalmente con ángulos mayores de 33° (y a medida que el ángulo aumenta), presenta problemas de arrastre y de limpieza deficiente.

2.3.3.2. Azimuth

El azimuth es el ángulo medido en grados en sentido horario sobre el plano horizontal del pozo o del eje del sensor direccional desde una referencia al Norte conocida. Todas las herramientas magnéticas proporcionan la lectura del azimuth con respecto al Norte magnético. Sin embargo, las coordenadas calculadas, posteriormente están referidas al Norte verdadero o Norte del mapa.

[10] Datalog (Marzo 2001). Manual de Procedimientos y Operaciones en el Pozo; David Hawker, Karen Vogt.

CAPÍTULO 3

SELECCIÓN Y ORGANIZACIÓN DE LA BASE DE DATOS DE LOS POZOS DE LOS CAMPOS AUCA, SACHA Y SHUSHUFINDI EN EL PERIODO ESTABLECIDO PARA EFECTUAR EL ANÁLISIS COMPARATIVO

3.1. INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se organizará la información de los pozos seleccionados de los campos Auca, Sacha y Shushufindi, en base a los reportes finales de perforación proporcionado por las compañías operadoras a la ARCH.

Para poder realizar la comparación, se seleccionarán pozos de características de perforación similares como complejidad operativa, litología, profundidad, configuración del pozo, entre otras.

3.2. ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN

La organización de la información se clasificará en matrices y cuadros explicativos, con ayuda del paquete informático Microsoft Excel.

No se seleccionarán pozos horizontales ni verticales. Solo se trabajará con la muestra seleccionada y proporcionada por la ARCH, de pozos direccionales tipo “J” y tipo “S” de los campos Auca, Sacha y Shushufindi perforados durante el periodo 2013-2014, para realizar el estudio correspondiente y determinar sus parámetros óptimos de perforación.

3.2.1. UBICACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

La ubicación de los pozos seleccionados se la realizó por campos, ordenados en tablas explicativas, para poder colocarlos en el mapa de cada campo a estudiar. Por motivos de apreciación, dentro de los mapas de cada campo se situaron solo los pozos que estaban más alejados los unos de los otros y que no interferirían en la interpretación de la ubicación de cada pozo en el campo.

Para la ubicación de los pozos en cada campo, se recurrió al uso del programa Google Maps.

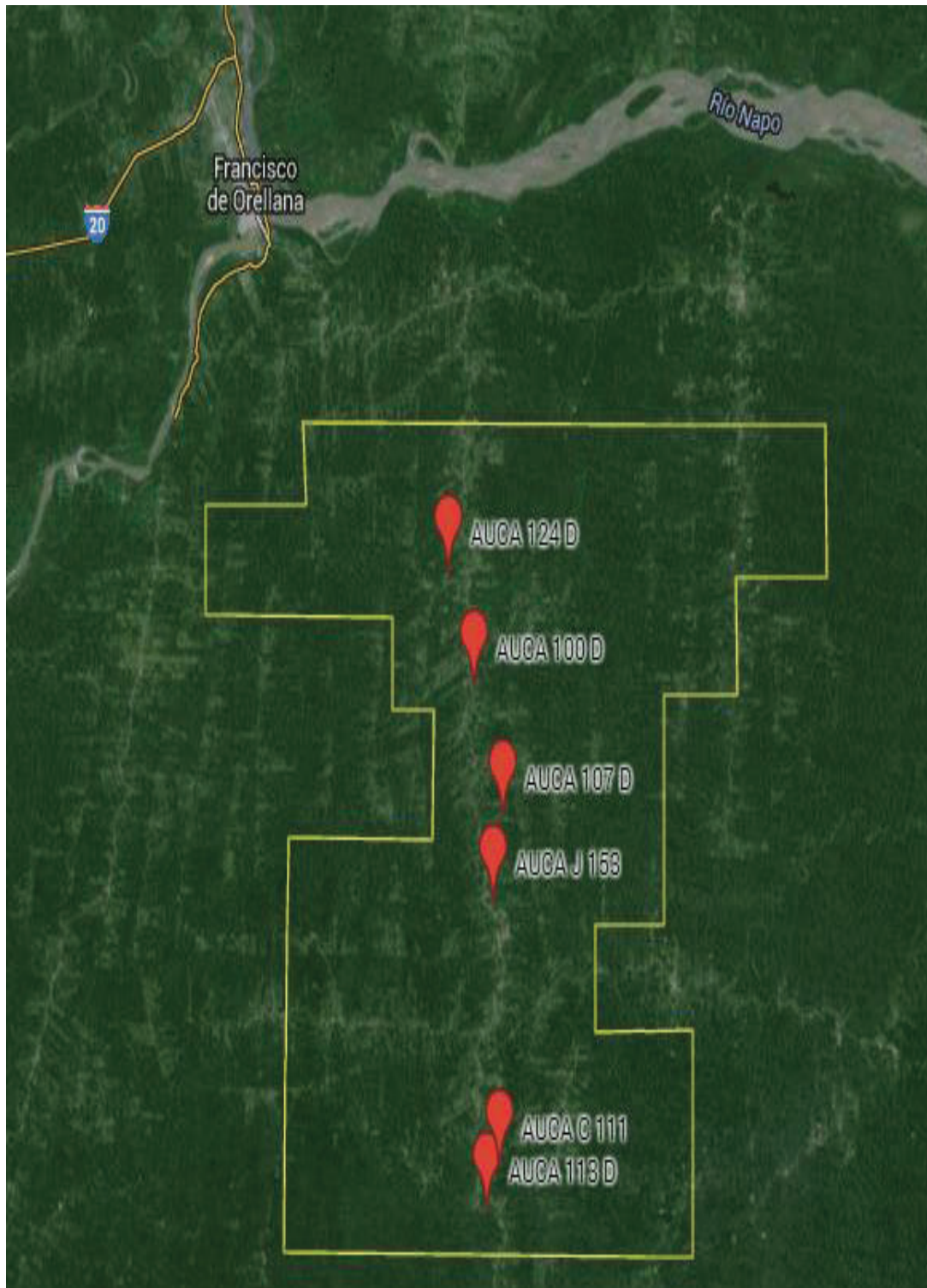
Tabla 3.1: Pozos seleccionados Campo Auca

POZO	LATITUD	LONGITUD
AUCA 100 D	0° 36' 1.384" S	76° 53' 24.367" W
AUCA 105 D	0° 36' 1.16" S	76° 53' 23.59" W
AUCA 113 D	0° 44' 37.183" S	76° 53' 3.522" W
AUCA 124 D	0° 34' 5.997" S	76° 54' 2.801" W
AUCA 125 D	0° 34' 5.975" S	76° 54' 3.123" W
AUCA 101 D	0° 36' 1.339" S	76° 53' 24.211" W
AUCA 103 D	0° 36' 1.250" S	76° 53' 23.900" W
AUCA 107 D	0° 38' 9.835" S	76° 52' 39.239" W
AUCA C 111	0° 43' 54.180" S	76° 52' 43.609" W
AUCA 114 D	0° 44' 37.143" S	76° 53' 3.679" W
AUCA 115 D	0° 44' 37.103" S	76° 53' 3.835" W
AUCA 122 D	0° 34' 6.009" S	76° 54' 2.639" W
AUCA C 112	0° 43' 54.017" S	76° 52' 43.611" W
AUCA J 153	0° 39' 32.002" S	76° 52' 53.675" W
AUCA 102 D	0° 36' 1.339" S	76° 53' 24.211" W

Fuente: Reportes finales de perforación Campo Auca

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Figura 3.1: Ubicación de los Pozos en el Campo Auca



Fuente: Reportes finales de perforación Campo Auca/Google Maps

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Tabla 3.2: Pozos seleccionados Campo Sacha

POZO	LATITUD	LONGITUD
SACHA 267 D	0° 24' 42.805" S	76° 53' 9.581" W
SACHA 282 D	0° 09' 36.507" S	76° 50' 22.846" W
SACHA 208 D	0° 22' 12.04" S	76° 51' 27.987" W
SACHA 371 D	0° 25' 2.78" S	76° 51' 59.47" W
SACHA 209 D	0° 22' 12.04" S	76° 51' 0.71" W
SACHA 246 D	0° 17' 54.386" S	76° 50' 16.272" W
SACHA 362 D	0° 22' 2.675" S	76° 53' 51.519" W
SACHA 363 D	0° 22' 2.838" S	76° 53' 52.526" W
SACHA 384 D	0° 26' 8.940" S	76° 52' 40.015" W
SACHA 386 D	0° 26' 8.94" S	76° 52' 39.21" W

Fuente: Reportes finales de perforación Campo Sacha

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

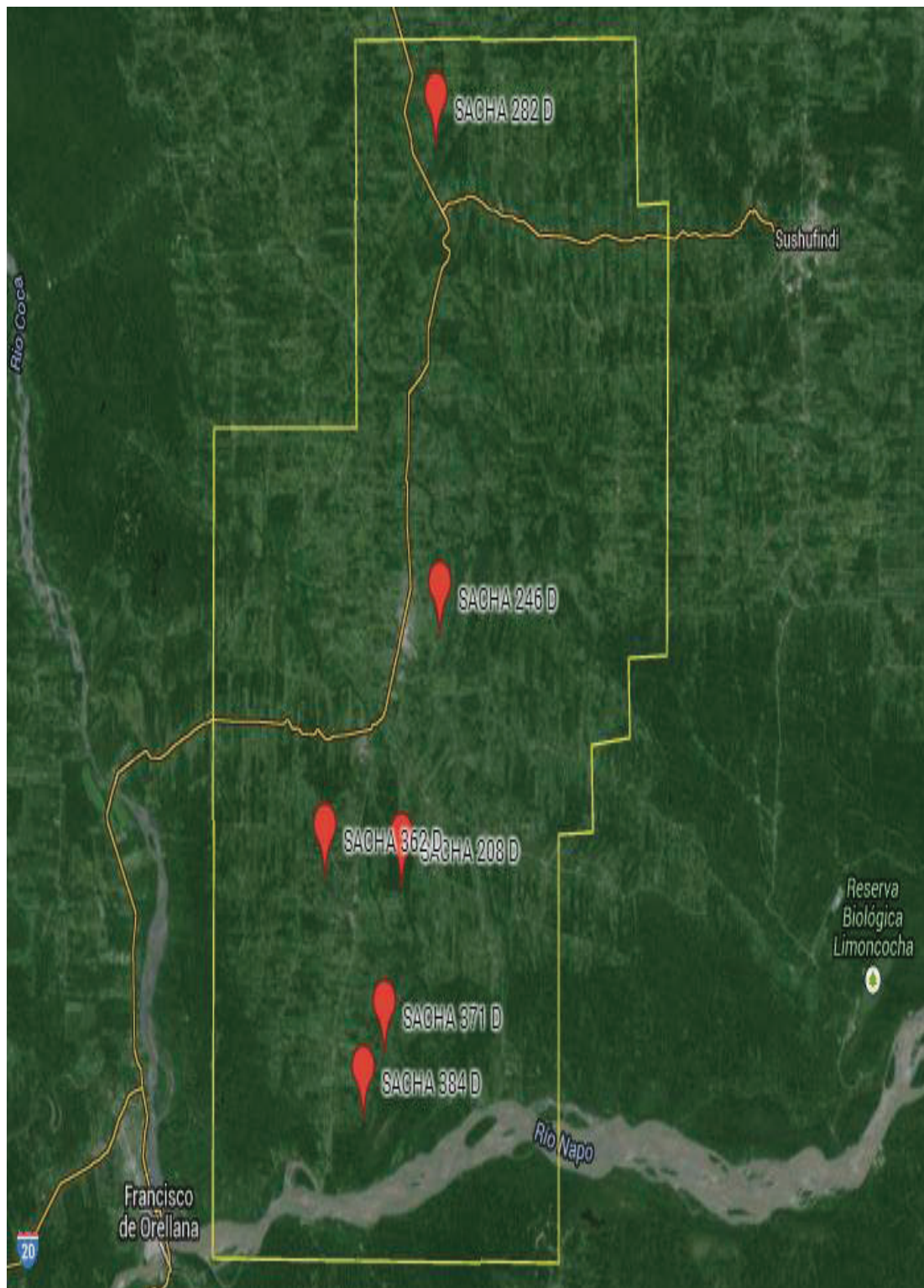
Tabla 3.3: Pozos seleccionados Campo Shushufindi

POZO	LATITUD	LONGITUD
SHUSHUFINDI 220 D	0° 13' 59.475" S	76° 40' 0.863" W
SHUSHUFINDI 209 D	0° 5' 52.796" S	76° 39' 23.141" W
SHUSHUFINDI 189 D	0° 12' 21.909" S	76° 38' 21.188" W
SHUSHUFINDI 245 D	0° 7' 20.201" S	76° 38' 46.160" W
SHUSHUFINDI 141 D	0° 11' 27.399" S	76° 39' 19.671" W
SHUSHUFINDI 163 D	0° 14' 34.352" S	76° 38' 24.738" W
SHUSHUFINDI 183 D	0° 14' 35.119" S	76° 38' 25.437" W
SHUSHUFINDI 205 D	0° 8' 51.058" S	76° 39' 8.625" W
SHUSHUFINDI 246 D	0° 7' 36.871" S	76° 38' 44.896" W
SHUSHUFINDI 145 D	0° 5' 53.610" S	76° 39' 23.786" W
SHUSHUFINDI 159 D	0° 12' 22.035" S	76° 38' 20.961" W
SHUSHUFINDI 169 D	0° 17' 14.314" S	76° 39' 17.644" W

Fuente: Reportes finales de perforación Campo Shushufindi

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

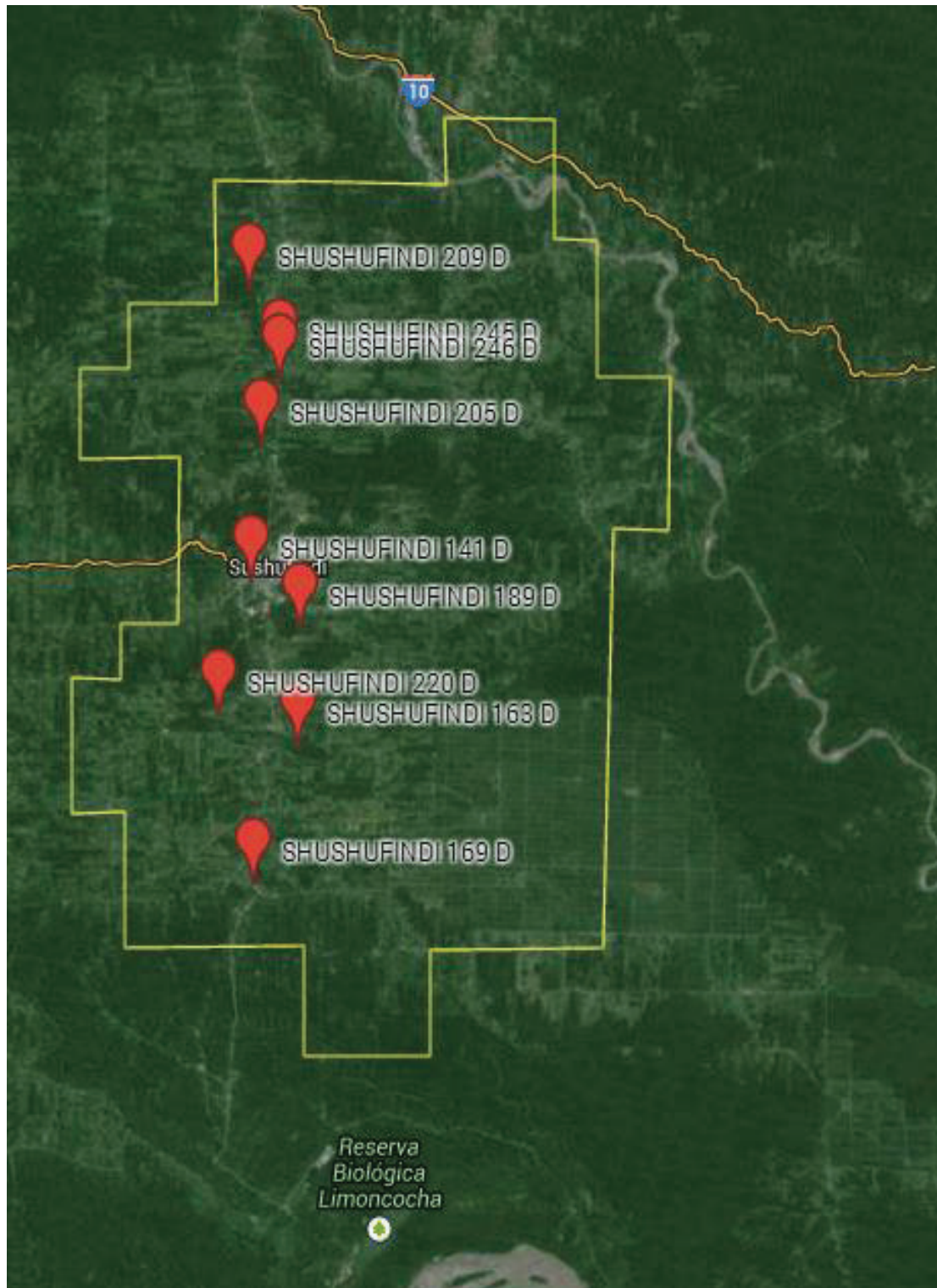
Figura 3.2: Ubicación de los Pozos en el Campo Sacha



Fuente: Reportes finales de perforación Campo Sacha/Google Maps

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Figura 3.3: Ubicación de los Pozos en el Campo Shushufindi



Fuente: Reportes finales de perforación Campo Shushufindi/Google Maps

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

3.3. ORGANIZACIÓN DE LOS PARÁMETROS LLEVADOS A CABO EN LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN

Para poder organizar los parámetros de perforación que conllevan a un buen desarrollo de operaciones de perforación, se consideraran las siguientes variables:

- **Litología:** Profundidad TVD y MD hasta las formaciones correspondientes.
- **Fluidos de perforación:** Tipo de lodo, Densidad, Viscosidad, Porcentaje de sólidos, PV, YP, Días de perforación, Costo total del servicio de fluidos de perforación.
- **Brocas:** ROP promedio, RPM totales, GPM, PSI, IADC, WOB, Tamaño, Boquillas, TFA, Formación, Tipo de broca, Número de serie, Marca, Costo total del servicio de brocas.
- **Asentamiento de Tuberías:** Casing 13 3/8", Casing 9 5/8", Casing-Liner 7", Costo total del servicio de tuberías.

Cada una de estas variables serán organizadas por secciones (superficial 16", intermedio 12 1/4" y producción 8 1/2") para cada campo. Una vez organizada la información, se procederá al análisis comparativo de estos parámetros realizando un promedio de estas variables operacionales para su posterior comparación.

3.3.1. LITOLOGÍA

Se organizará y compararán las profundidades en TVD y MD de las formaciones a las cuales se llegó durante la perforación de los pozos, para cada campo. Esta información servirá para correlacionar las operaciones llevadas a cabo durante la perforación de las formaciones consideradas como de alto riesgo operativo, debido a los problemas operacionales que estas presentan si no se toman las medidas preventivas adecuadas.

Las zonas consideradas con mayores problemas operativos al atravesarlas debido a su compleja naturaleza, son los Conglomerados y las formaciones de interés como Napo, Hollín, y es donde se tomaran las precauciones necesarias durante la recolección de los datos, para un posterior análisis comparativo. La información organizada se encuentra en los ANEXOS A1, A2, A3.

3.3.2. FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Dentro de las operaciones de perforación, es de consideración la implementación de fluidos de perforación para el buen desarrollo operacional. Es por esto que para el efecto del análisis comparativo, se contemplarán parámetros importantes de los fluidos de perforación tales como PV, YP, densidades, viscosidades, entre otros; implementados durante la perforación de los pozos en cada campo.

La información se la organizará en matrices de acuerdo al tipo de fluido utilizado para cada sección, tomando en consideración la profundidad hasta la que fue utilizado el fluido y los días que demoró la perforación del pozo, aspecto que ayudará a una mejor comprensión de la utilización de los diferentes tipos de fluidos de perforación. (ANEXOS B1, B2, B3)

3.3.3. BROCAS

La información que se seleccionó es específica de cada broca y para cada sección, considerando los parámetros operacionales principales en una broca. La información se la organizará tomando en consideración el tipo de formación para la que fue utilizada la broca, las revoluciones totales de trabajo, las presiones de trabajo a la cual fue sometida la broca, entre otros.

Toda la información será organizada en matrices para una posterior comparación entre las diferentes brocas utilizadas para cada campo. (ANEXOS C1, C2, C3)

3.3.4. ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS

Se organizará la información de las tuberías de acuerdo a la profundidad de asentamiento que estas tuvieron tanto en TVD como en MD, al tipo de zapata que se utilizaron para el asentamiento de las tuberías en cada sección, componentes como collarines, tapones, centralizadores, entre otros utilizados durante la corrida de la tubería, además de la formación a la cual quedó asentada la tubería.

Toda esta información organizada en matrices, servirá como referencia para un posterior análisis comparativo entre las diferentes profundidades de asentamiento de las tuberías, formaciones a las cuales quedaron asentadas, herramientas utilizadas, entre otros; para luego obtener datos promedios reales de los diferentes parámetros utilizados para cada sección. (ANEXOS D1, D2, D3)

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS UTILIZADOS EN LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE LOS CAMPOS SELECCIONADOS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

4.1. INTRODUCCIÓN

El objetivo del presente capítulo es determinar los rangos óptimos de parámetros de perforación llevados a cabo en los campos Auca, Sacha y Shushufindi, con el fin de tener una referencia clara de los rangos promedios de parámetros de perforación necesarios para llevar un buen plan de perforación en los campos antes mencionados.

4.2. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN LITOLÓGICA

4.2.1. ANÁLISIS TVD

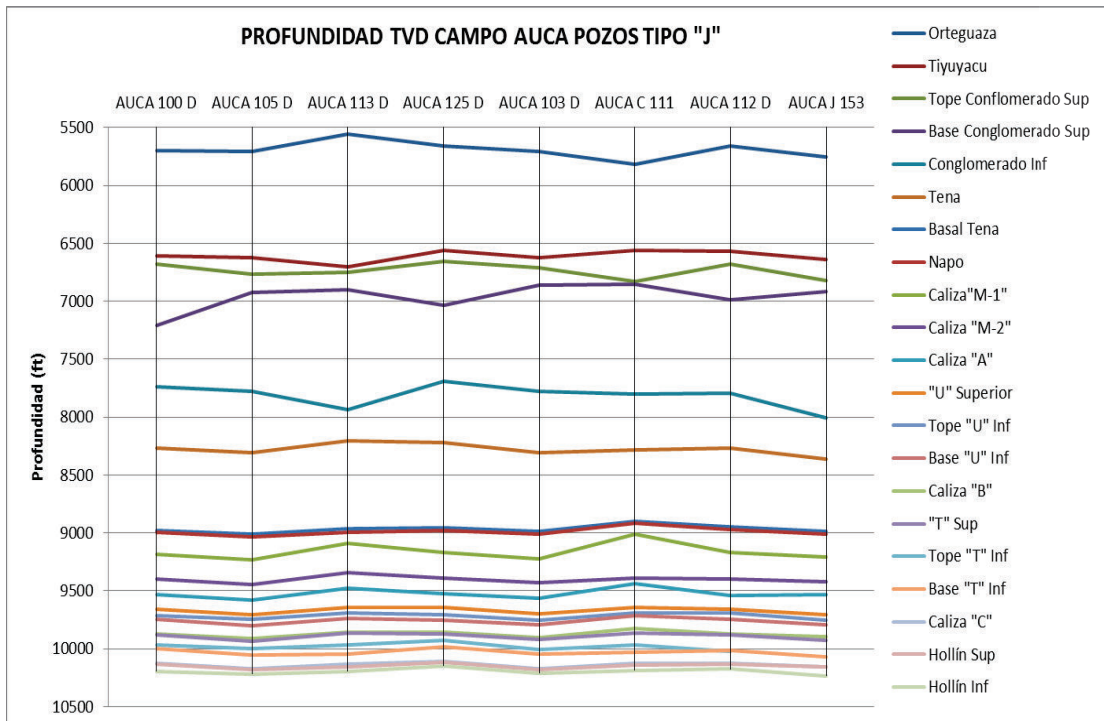
Para poder determinar la profundidad promedio de las diferentes formaciones de interés, se han elaborado las gráficas correspondientes a cada campo, realizadas de acuerdo al tipo de pozo.

4.2.1.1. Análisis TVD del Campo Auca

Las Gráficas 4.1 y 4.2 muestran la profundidad TVD para los pozos tipo "J" y tipo "S" del campo Auca respectivamente, donde se puede observar que cada formación mantiene una tendencia de profundidad sin existir grandes variaciones.

En la Gráfica 4.1 podemos ver que la tendencia de profundidades hasta alcanzar su zona de interés se mantiene casi constante para los pozos tipo "J", manteniéndose en un intervalo desde 10146 (ft) hasta 10235 (ft) alcanzando la formación Hollín Inferior.

Gráfica 4.1: Profundidad TVD Campo Auca pozos tipo "J"



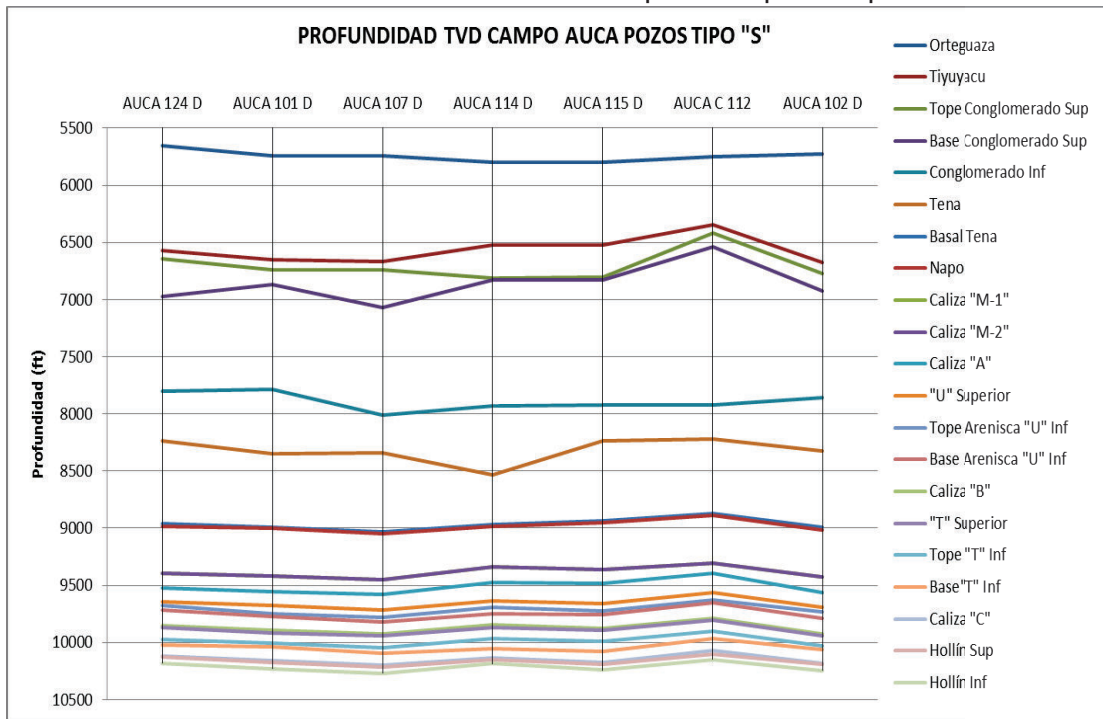
Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

En la Gráfica 4.2 observamos que la tendencia de profundidades no presenta variaciones considerables y se mantienen dentro del intervalo que va desde 10200 (ft) hasta los 10300 (ft) hasta alcanzar la formación Hollín Inferior.

La Gráfica 4.3 muestra las profundidades promedio de las formaciones respecto a cada pozo, donde se puede apreciar que tanto en pozos tipo "J" como tipo "S", no existe una diferencia significativa y que la profundidad máxima está alrededor de los 10195 (ft) hasta la formación Hollín.

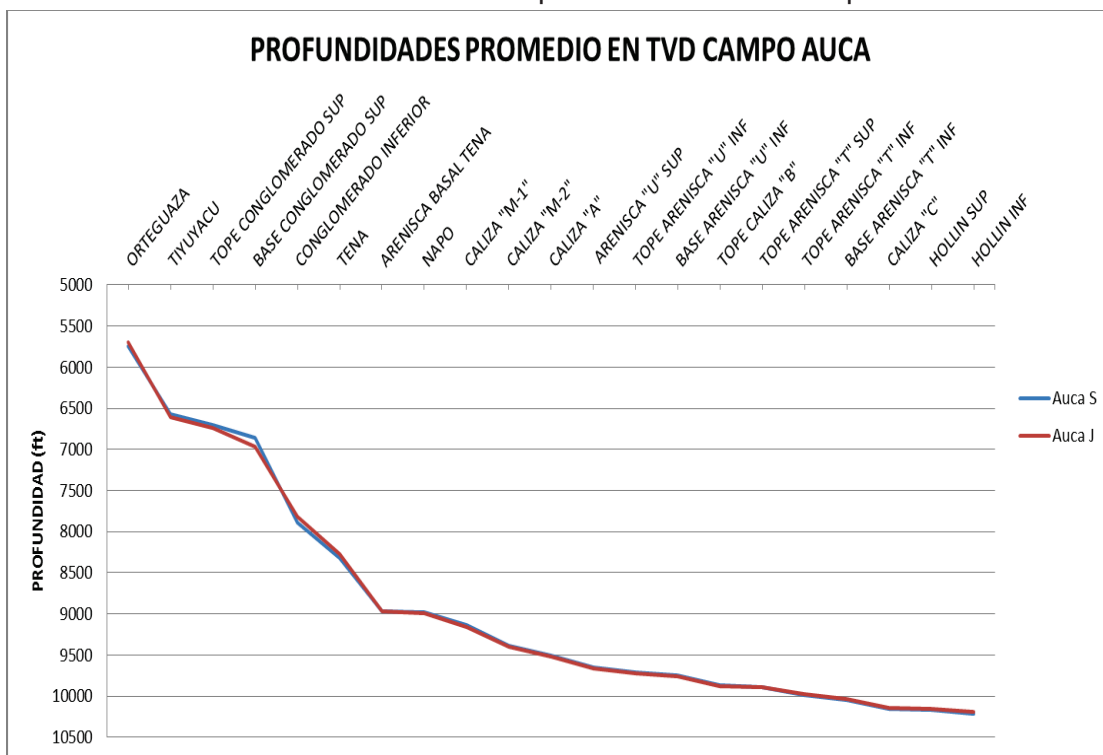
Los datos necesarios para la realización de las gráficas se encuentran en el ANEXO A1.

Gráfica 4.2: Profundidad TVD Campo Auca pozos tipo "S"



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

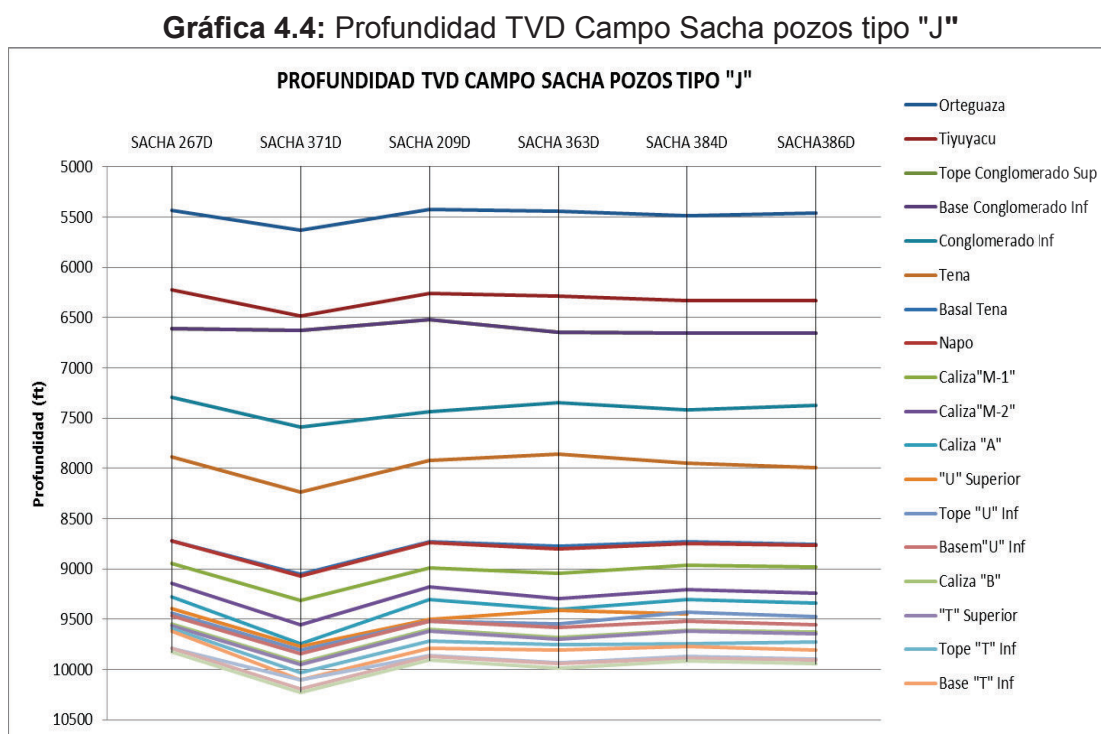
Gráfica 4.3: Profundidades promedio en TVD Campo Auca



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.2.1.2. Análisis TVD del Campo Sacha

Mediante la Gráfica 4.4 se puede observar que existe una tendencia de profundidad hasta alcanzar su zona de interés es similar casi constante para la mayoría de los pozos tipo "J" manteniéndose dentro de un intervalo comprendido desde los 9827 (ft) hasta los 9982 (ft), con una ligera variación al Sur del campo, donde la profundidad tiende a incrementarse alcanzando una profundidad máxima de 10226 (ft).

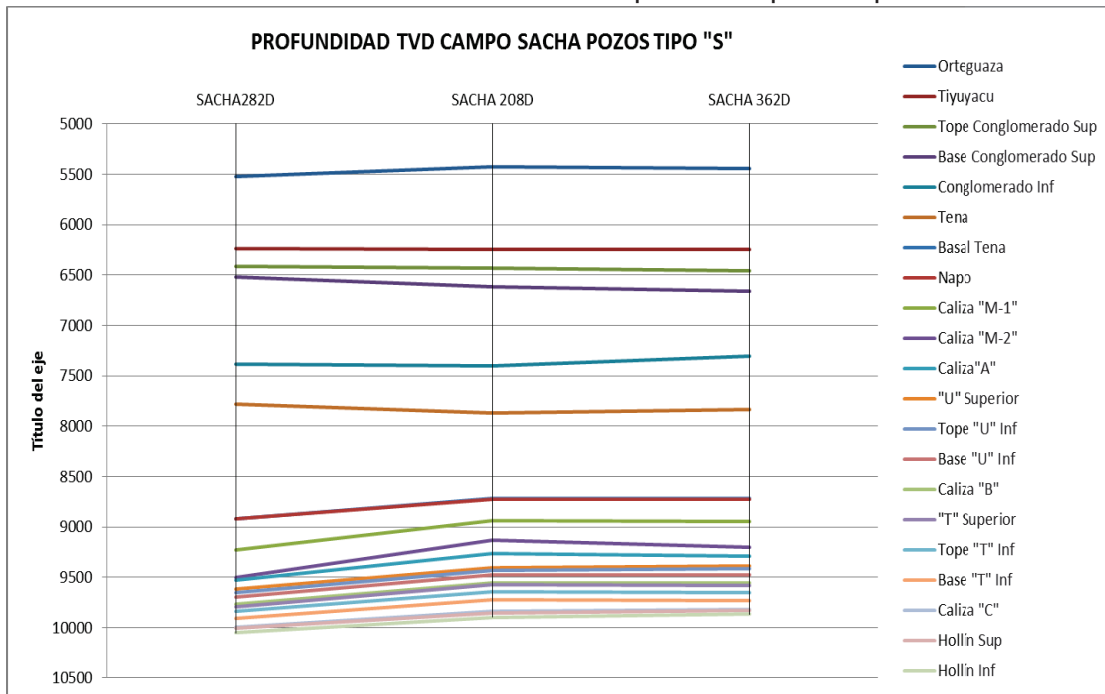


Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La Gráfica 4.5 nos muestra la tendencia de profundidades para los pozos tipo "S", en la cual podemos ver que existe una pequeña variación hacia la parte Norte del campo llegando a alcanzar una profundidad máxima de 10051 (ft). Además que la tendencia de profundidades hasta alcanzar su zona de interés se encuentra en el intervalo de 9865 (ft) hasta 9897 (ft).

Los datos necesarios para la realización de las gráficas se encuentran en el ANEXO A2.

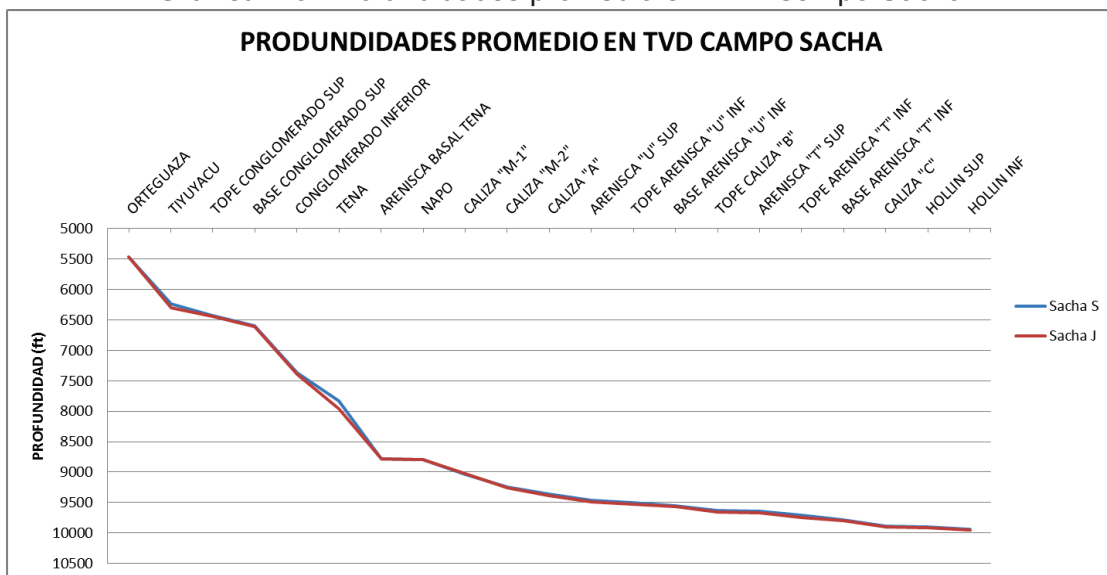
Gráfica 4.5: Profundidad TVD Campo Sacha pozos tipo "S"



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

En la Gráfica 4.6 se puede apreciar las profundidades alcanzadas en TVD, tanto para los pozos tipo "S" como tipo "J", observando que no existe una diferencia considerable entre las profundidades, llegando a una profundidad máxima de 9954 (ft).

Gráfica 4.6: Profundidades promedio en TVD Campo Sacha

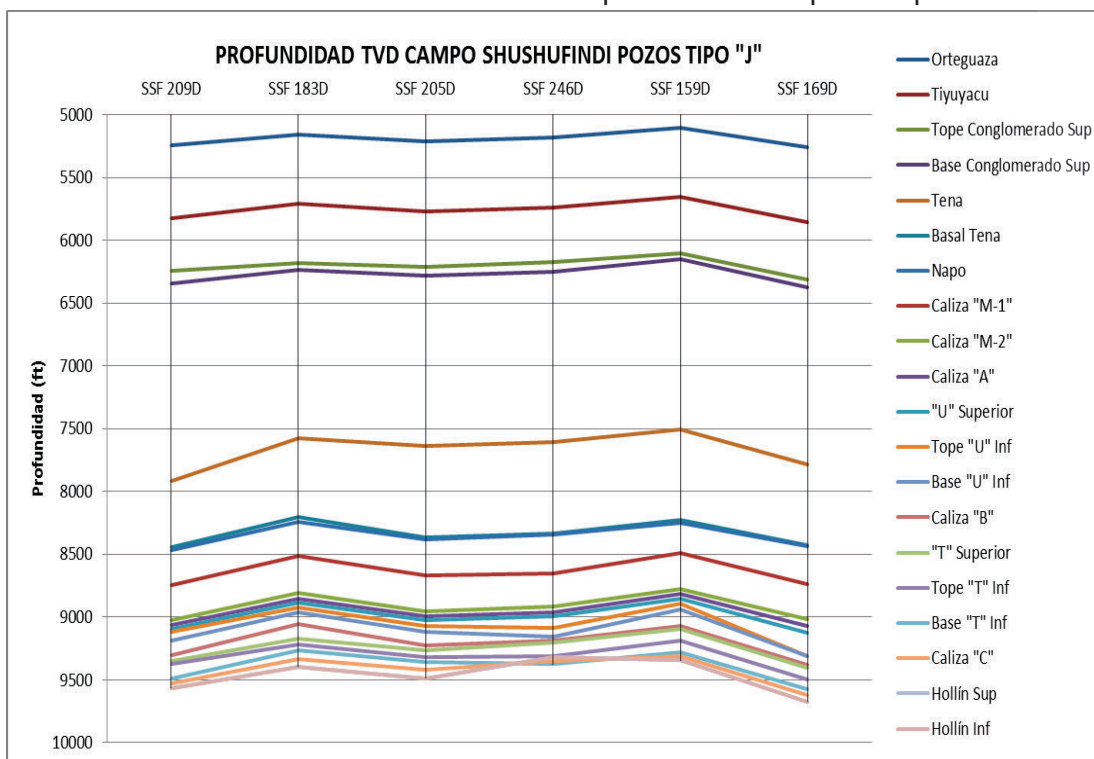


Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.2.1.3. Análisis TVD del Campo Shushufindi

La tendencia de profundidad del campo Shushufindi para los pozos tipo "J", está representada en la Gráfica 4.7 en la cual, podemos observar que no se presenta una variación considerable y que la tendencia hasta alcanzar su zona de interés se mantiene constante dentro del intervalo que va desde los 9319 (ft) hasta los 9672 (ft).

Gráfica 4.7: Profundidad TVD Campo Shushufindi pozos tipo "J"

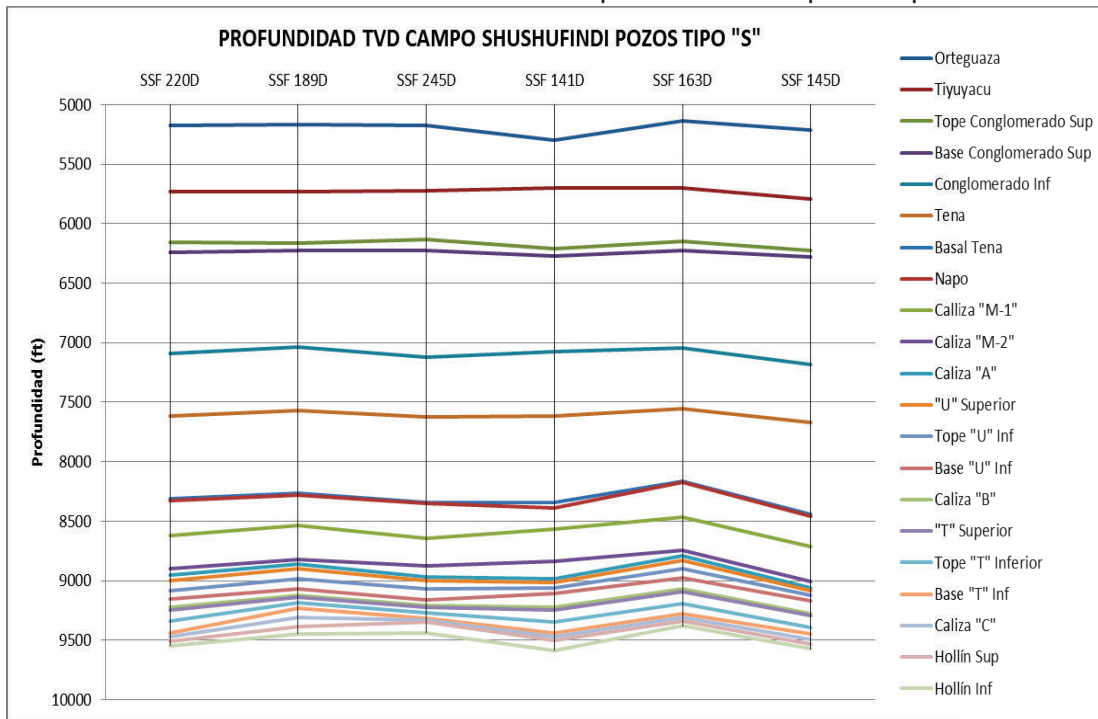


Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La Gráfica 4.8 representa la tendencia de profundidades de los pozos tipo "S" para el campo Shushufindi, donde se observa que no se presenta una variación significativa y más bien se mantiene una tendencia constante dentro de un intervalo comprendido entre los 9380 (ft) hasta los 9585 (ft) hasta alcanzar su zona de interés.

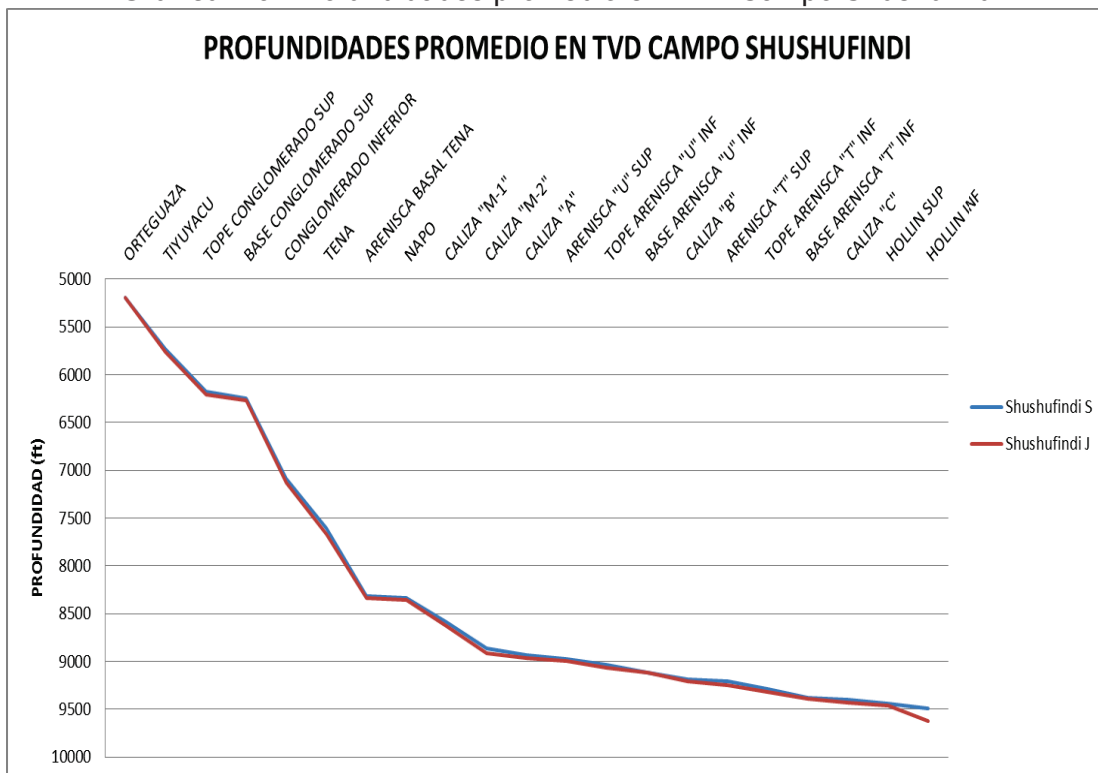
Finalmente la Gráfica 4.9 muestra que no existe mucha diferencia de tendencia de profundidades TVD entre los pozos tipo "S" y tipo "J", debido a que el objetivo a ser alcanzado es el mismo, llegando a una profundidad máxima de 9618 (ft) hasta alcanzar su zona de interés.

Gráfica 4.8: Profundidad TVD Campo Shushufindi pozos tipo "S"



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

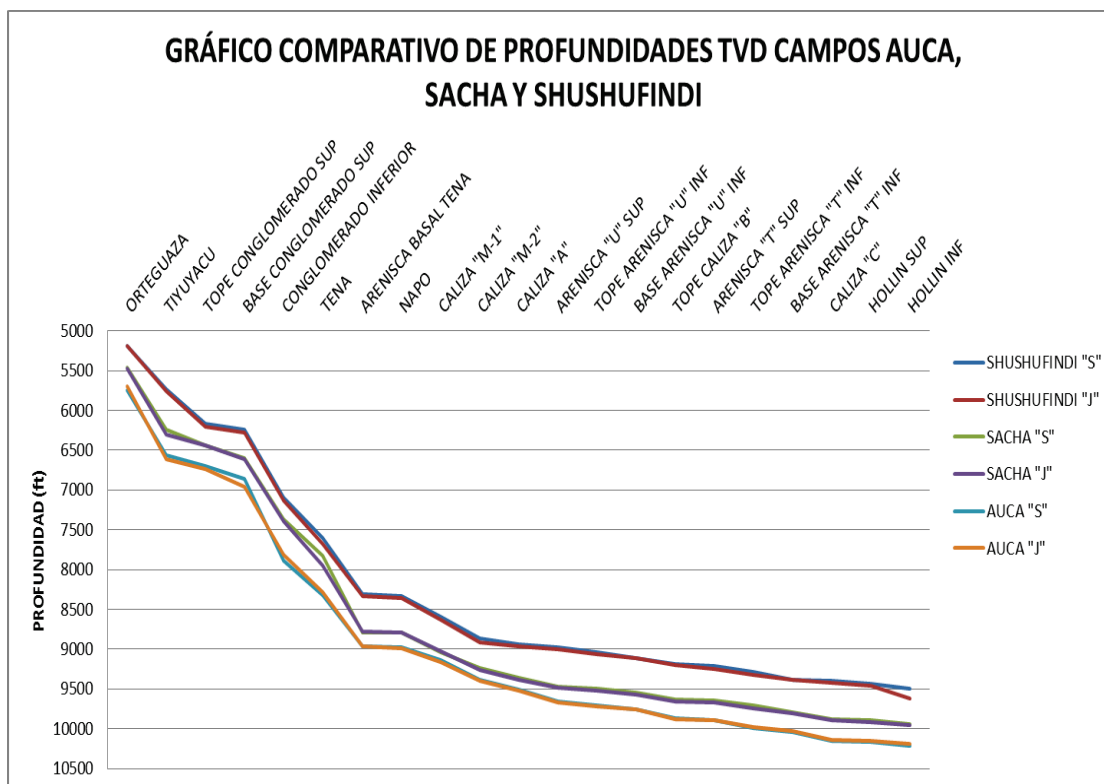
Gráfica 4.9: Profundidades promedio en TVD Campo Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

A continuación la Gráfica 4.10 presenta una comparación de las profundidades en TVD tanto para los pozos tipo “S” como los pozos tipo “J” de los campos Auca, Sacha y Shushufindi, permitiendo diferenciar las profundidades que alcanzadas para los pozos en estos campos, donde debido a que el TVD es la profundidad vertical, no existe una diferencia significativa.

Gráfica 4.10: Comparación de profundidades en TVD Campo Auca-Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Teniendo un intervalo de diferencia de 227 (ft) entre los campos Auca y Sacha, 275 (ft) entre Sacha y Shushufindi y finalmente 502 (ft) entre Auca y Shushufindi, se concluye que la diferencia de profundidad fluctúa en los 227 (ft) y 502 (ft) aproximadamente, hasta alcanzar su zona de interés.

Los datos necesarios para la realización de las gráficas se encuentran en el ANEXO A3.

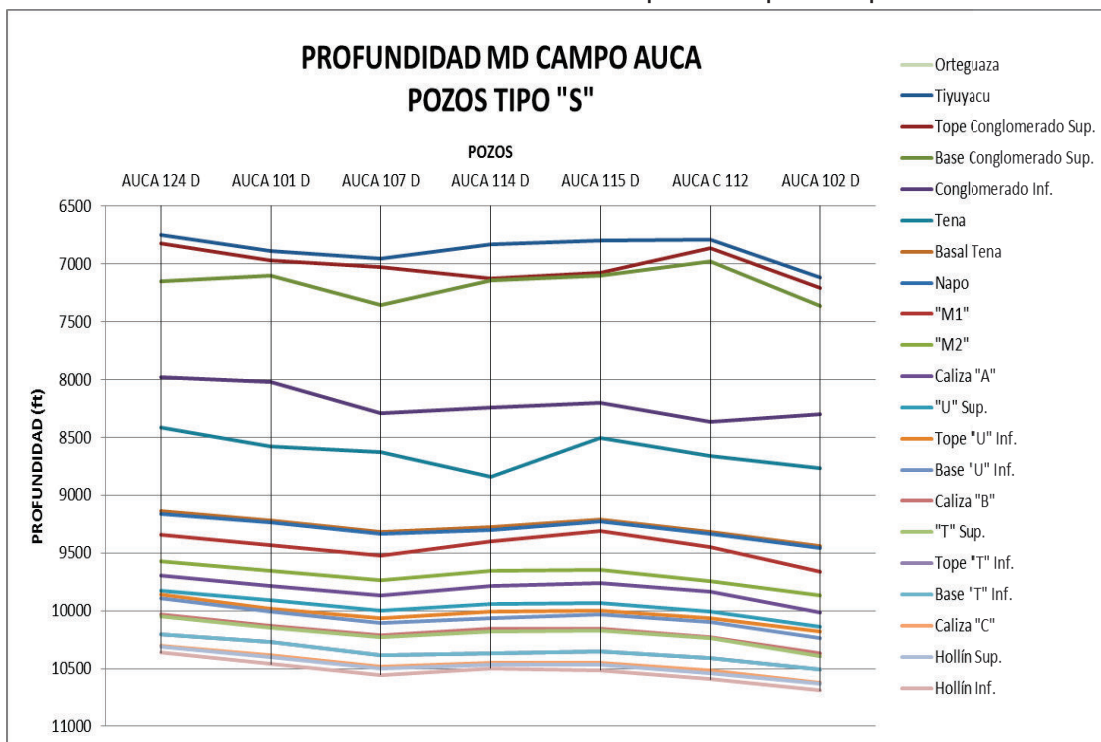
4.2.2. ANÁLISIS MD

Las gráficas que se presentan a continuación, se las realizó por campos con el objetivo de tener una idea más clara de la profundidad que alcanza la litología de la zona y de hacer una estimación de las profundidades en MD a la que llegaron los pozos del campo a su respectiva formación de interés. Las gráficas se las ordenó de acuerdo a la configuración de pozo que presenta cada campo, ya sea esta tipo "S" o tipo "J" para su posterior análisis.

4.2.2.1. Análisis MD del Campo Auca

La Gráfica 4.11 representa la profundidad MD para los pozos tipo "S" del campo Auca. La tendencia de las líneas nos indican, que no hay mucha disparidad en la profundidad alcanzada durante la perforación de los pozos tipo "S" en este campo, sin embargo cabe destacar, que hacia la parte Norte del campo las zonas de interés se alcanzaron a mayores profundidades, lo que es un indicativo de la geología del lugar. Las profundidades alcanzadas por los pozos tipo "S" del campo Auca no sobrepasaron los 11,000 (ft).

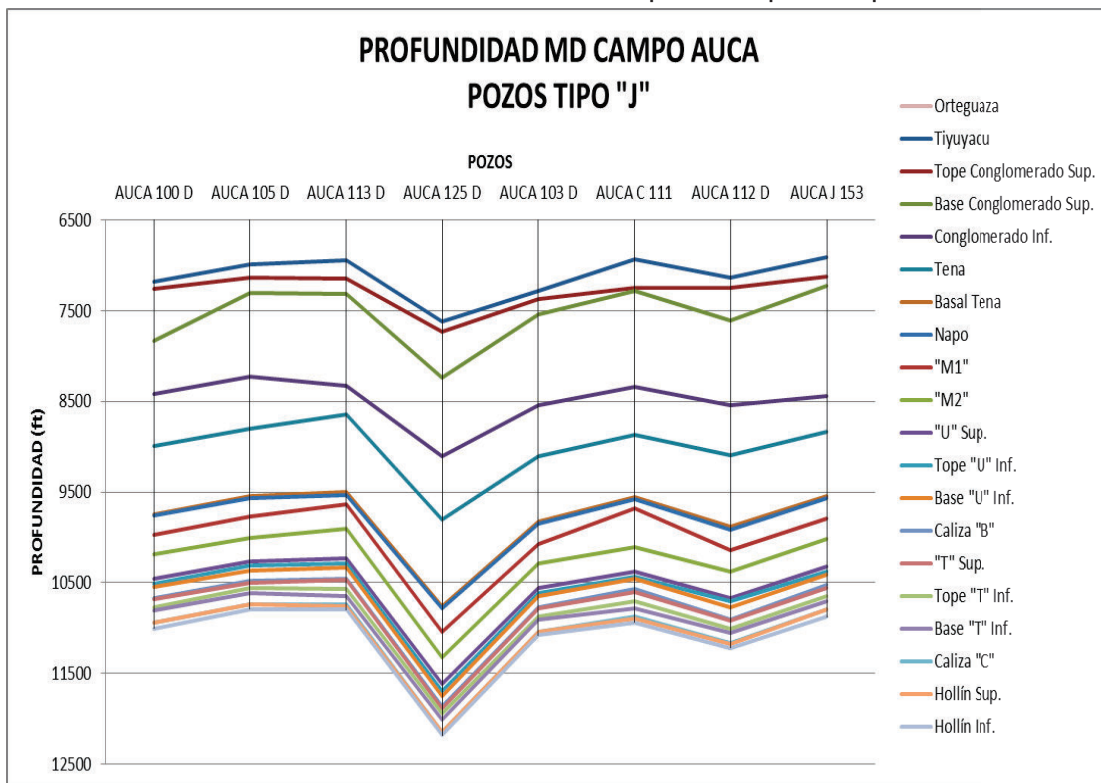
Gráfica 4.11: Profundidad MD Campo Auca pozos tipo "S"



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La tendencia de las líneas en la Gráfica 4.12 por el contrario indican que las profundidades alcanzadas en Auca por los pozos tipo "J", es mucho mayor que las de pozos tipo "S", sobrepasando los 11,500 (ft) de profundidad. También con este gráfico, se corrobora lo expuesto en el Gráfica 4.10 ya que indica que hacia la parte Norte del campo, las profundidades necesarias para alcanzar las zonas de interés por los pozos tipo "J" fueron mayores que las profundidades alcanzadas hacia la parte Centro y Sur del mismo campo.

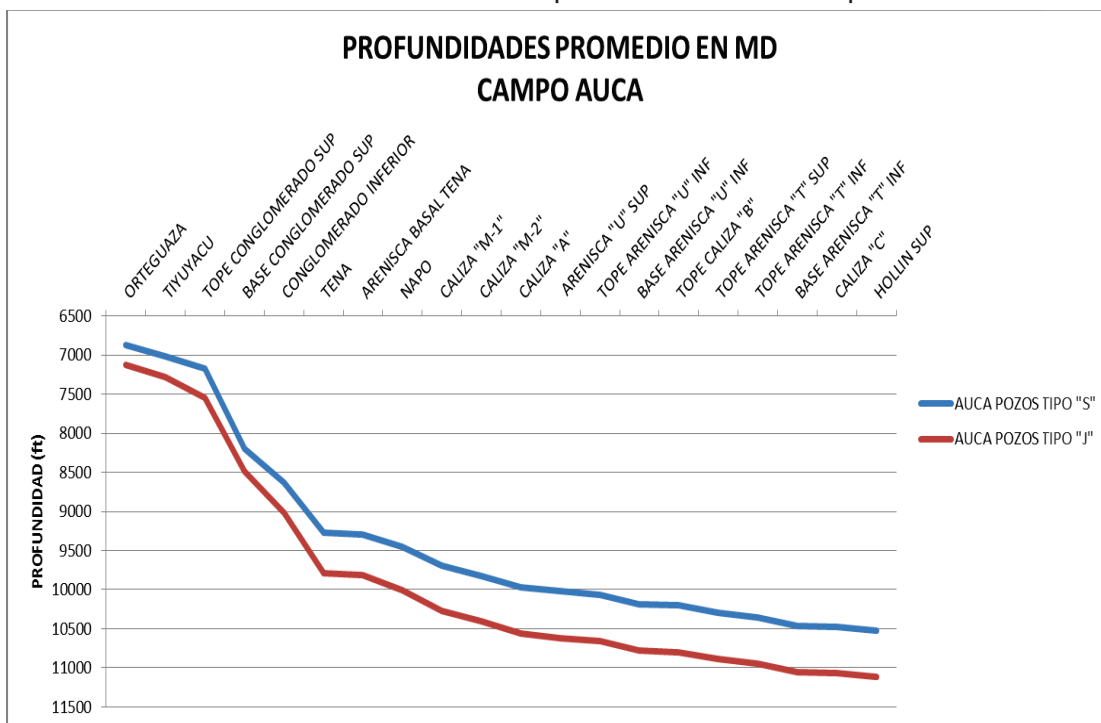
Gráfica 4.12: Profundidad MD Campo Auca pozos tipo "J"



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

En la Gráfica 4.13 se puede apreciar la diferencia de profundidades alcanzadas en MD, por los pozos del campo Auca tanto en "S" como en "J", observando la diferencia considerable entre las profundidades a las cuales se llegó al perforar pozos con estas dos configuraciones.

Los datos necesarios para la realización de las gráficas se encuentran en ANEXO A1.

Gráfica 4.13: Profundidades promedio en MD Campo Auca

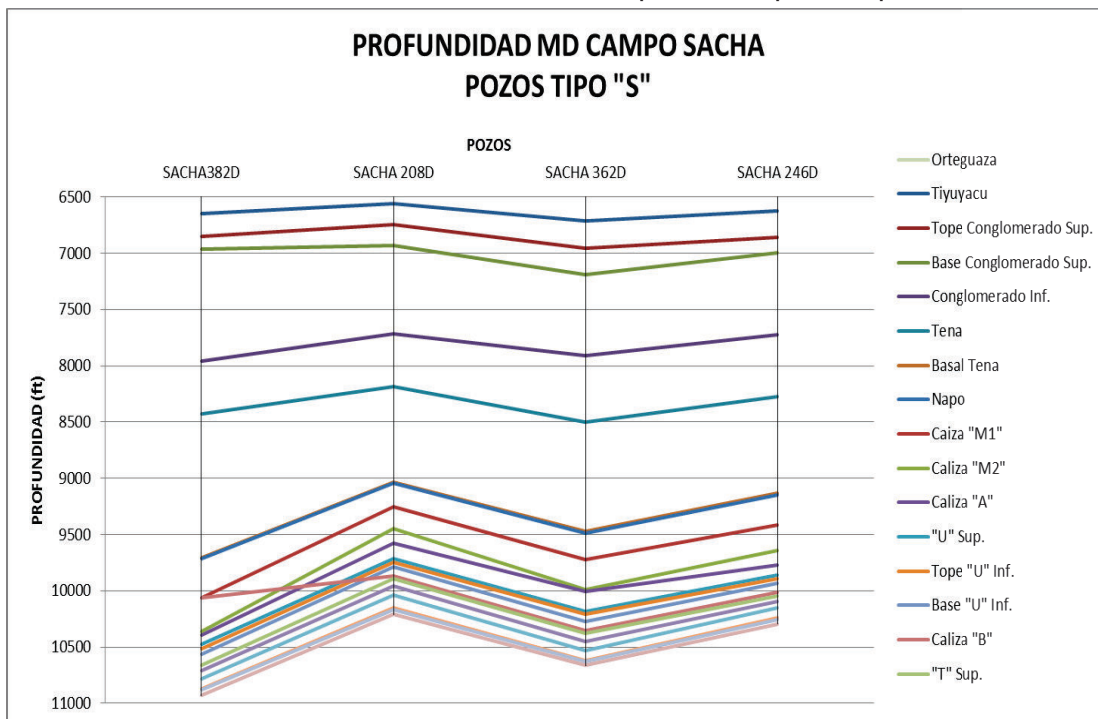
Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.2.2.2. Análisis MD del Campo Sacha

La Gráfica 4.14 presenta las diferencias de profundidades en MD para los pozos tipo "S" del campo Sacha. Se puede apreciar una diferencia significativa de profundidades a las que se alcanzaron las zonas de interés con este tipo de pozos, observando una mayor profundidad de las zonas de interés hacia la parte Sur del campo. Las profundidades alcanzadas para los pozos tipo "S" en esta área, no sobrepasan los 11,000 (ft). Cabe resaltar que el motivo por el cual solo se trabajó con cuatro pozos de configuración "S" para Sacha, es el manejo clasificado de este tipo de información por parte de la ARCH.

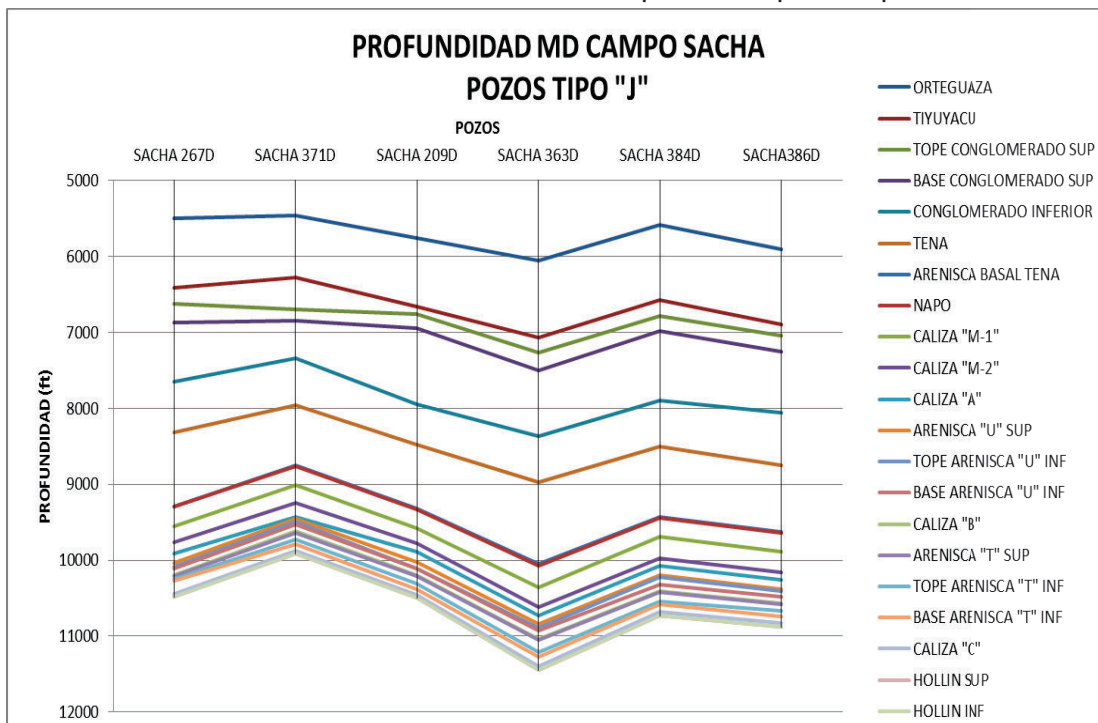
La Gráfica 4.15 presenta una variación significativa de las profundidades MD y por ende, de las zonas de interés alcanzadas para los pozos tipo "J" de Sacha. Para este tipo de configuración de pozos, las profundidades necesarias para alcanzar las zonas de interés se incrementaban hacia la parte Sur del campo. Las profundidades para este tipo de pozos sobrepasan los 11,000 (ft).

Gráfica 4.14: Profundidad MD Campo Sacha pozos tipo "S"



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Gráfica 4.15: Profundidad MD Campo Sacha pozos tipo "J"

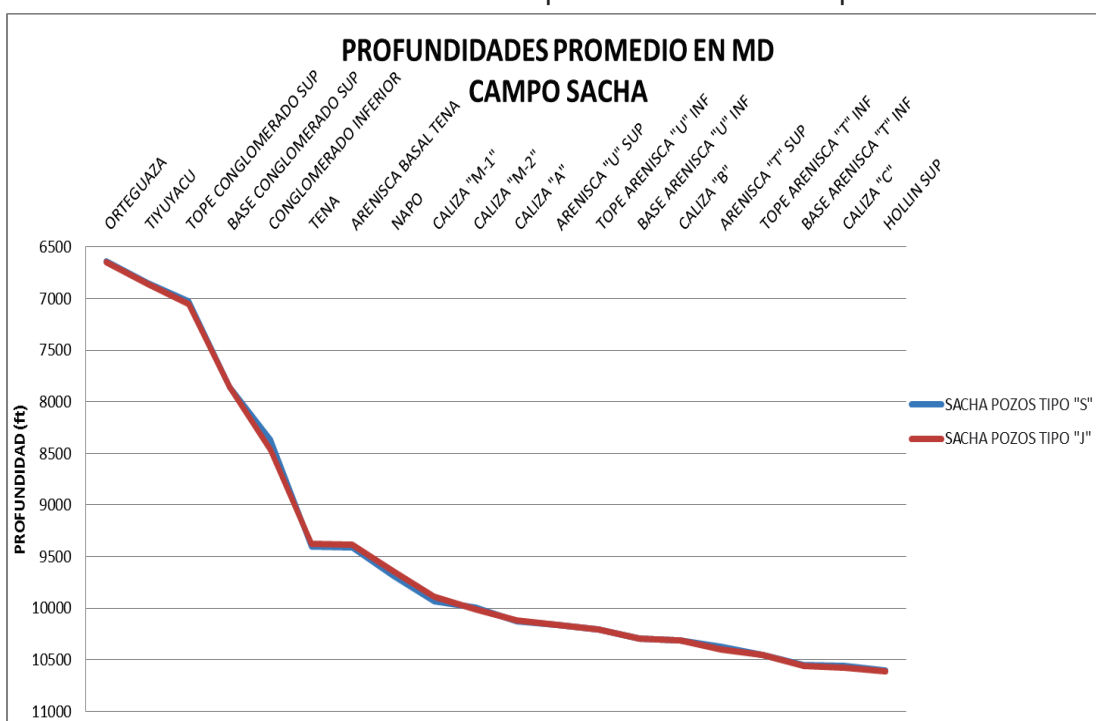


Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La variación de profundidad MD promedio para los pozos tipo "S" y tipo "J" del campo Sacha, se presenta en la Gráfica 4.16. Su interpretación nos indica una similitud en cuanto a profundidades MD para los dos tipos de pozos, sin desconocer que la muestra puede ser algo pequeña para dar un resultado definitivo sobre la similitud de estas profundidades alcanzadas en el campo.

Los datos necesarios para la elaboración de las gráficas se encuentran el ANEXO A2.

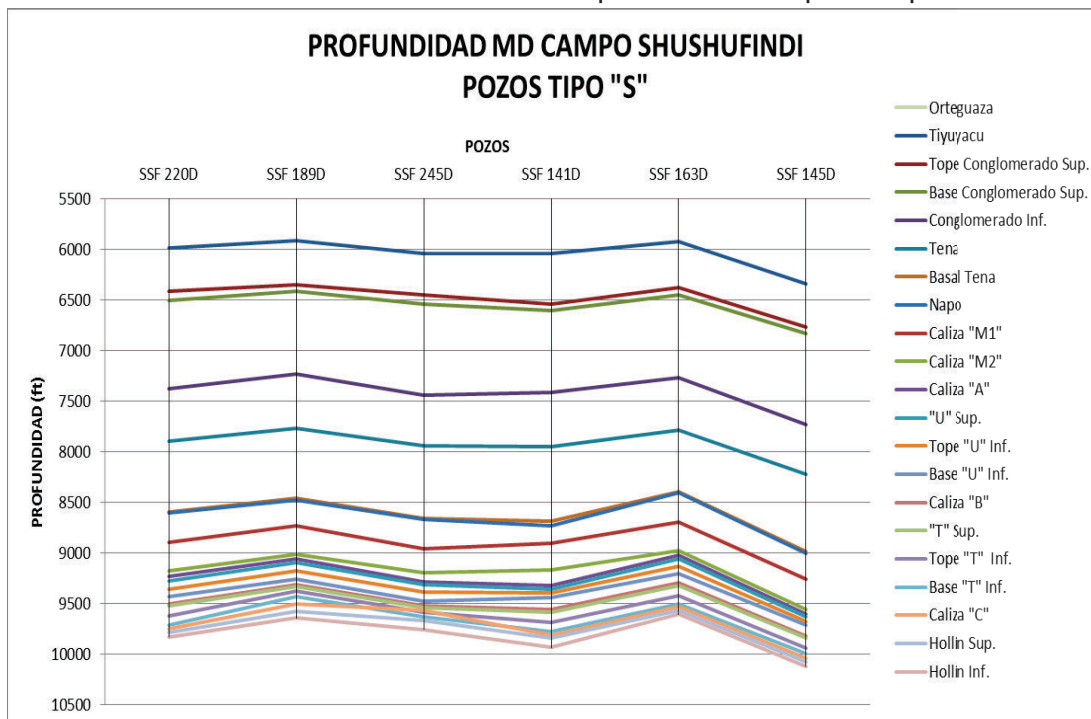
Gráfica 4.16: Profundidades promedio en MD Campo Sacha



4.2.2.3. Análisis MD del Campo Shushufindi

Las profundidades MD para los pozos tipo "S" del campo Shushufindi, se reflejan en la Gráfica 4.17, indicando una similitud de profundidades alcanzadas hasta sus zonas de interés entre los pozos que poseen este tipo de configuración, sin desconocer que existe un incremento de profundidad hacia la parte Norte y Centro del campo para alcanzar dichas zonas de interés. Se puede apreciar que las profundidades que se alcanzaron no superan los 10,500 (ft).

Gráfica 4.17: Profundidad MD Campo Shushufindi pozos tipo "S"



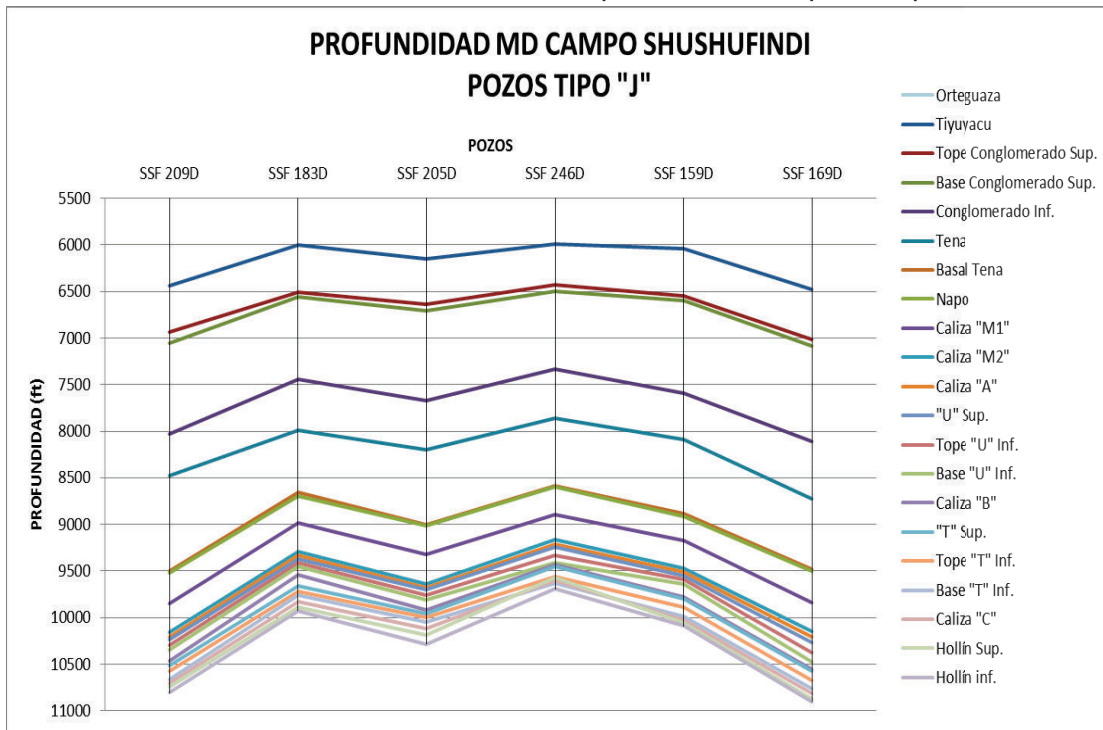
Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La Gráfica 4.18 presenta las profundidades logradas por los pozos tipo "J" en Shushufindi. Al observar el gráfico, se puede deducir que las profundidades alcanzadas para los pozos que poseen esta configuración "J", tienen cierta variación con las profundidades de los pozos tipo "S" pertenecientes al mismo campo, sin superar los 11,000 (ft) de profundidad. En la gráfica se puede apreciar que los pozos que necesitaron mayor profundidad para alcanzar sus zonas de interés, se encuentran en el lado Norte y Sur del campo, indicativo de la geología variante del campo Shushufindi.

La diferencia de profundidades alcanzadas en MD para estas dos configuraciones de pozos (tipo "S" y tipo "J"), se ve reflejada en la Gráfica 4.19, indicando una diferencia notoria mas no desproporcionada entre las profundidades que se alcanzan al perforar pozos de este tipo de configuración en Shushufindi.

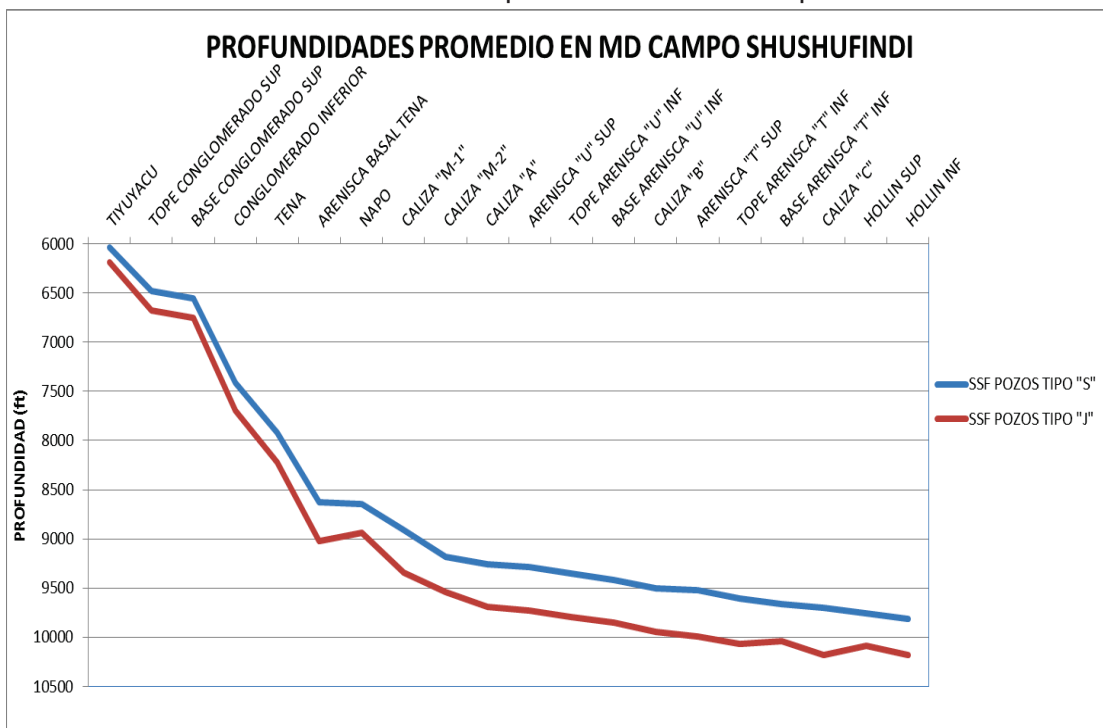
Los datos necesarios para la elaboración de las gráficas se encuentran en el ANEXO A3.

Gráfica 4.18: Profundidad MD Campo Shushufindi pozos tipo "J"



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

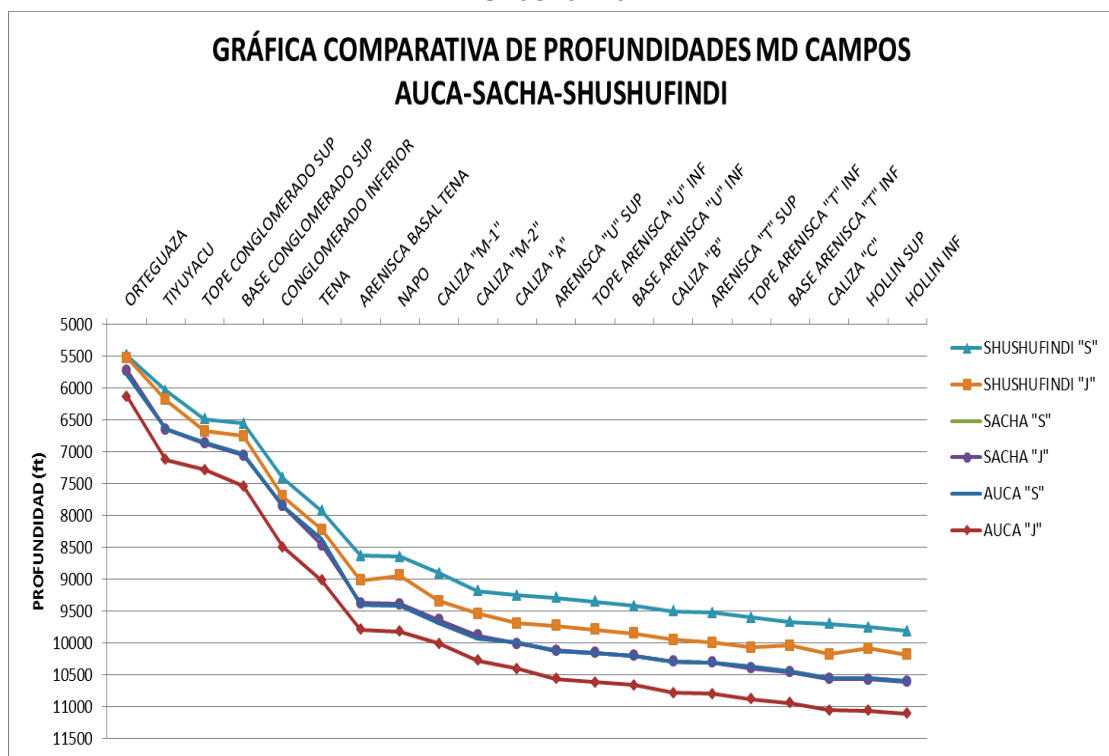
Gráfica 4.19: Profundidades promedio en MD Campo Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

A continuación la Gráfica 4.20 presenta una comparación de las profundidades en MD para los pozos tipo “S” y tipo “J” de los campos Auca, Sacha y Shushufindi, donde se aprecian mucho mejor las diferentes profundidades que alcanzan los pozos en estos campos hasta llegar a sus zonas de interés. Nótese que existe una similitud de profundidades alcanzadas por los tipo “S” y tipo “J” de Sacha, con las profundidades de los pozos tipo “S” de Auca, concluyendo que existe una semejanza de profundidades hasta las zonas de interés entre estos campos.

Gráfica 4.20: Comparación de profundidades en MD Campo Auca-Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.3. ANÁLISIS POR SECCIONES

La metodología que se va a aplicar para las tres secciones sólo se mostrará a detalle para la sección 16", dado que para las secciones 12 ¼" y 8 ½" se usará el mismo procedimiento sólo se mostraran los resultados obtenidos, esto con el fin de sintetizar y exponer de manera concreta las conclusiones.

4.4. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

4.4.1. SECCIÓN 16"

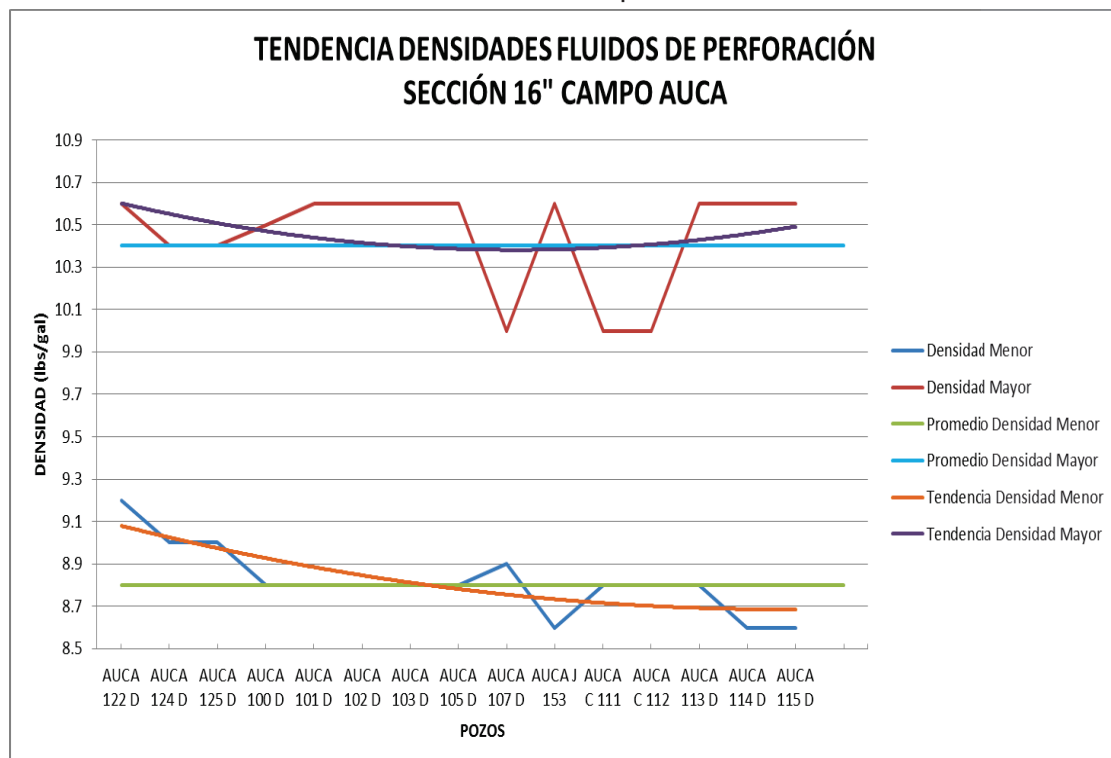
4.4.1.1. Campo Auca

En el estudio se analizaron las densidades, viscosidades, PV, YP y porcentaje de sólidos de los fluidos de perforación utilizados para la sección de 16" en los diferentes pozos del campo Auca.

4.4.1.1.1. Densidad

La Gráfica 4.21 representa el rango de densidades de fluidos de perforación expresados como "Densidad Menor" y "Densidad Mayor" utilizados para los diferentes pozos del campo en la sección 16".

Gráfica 4.21: Tendencia de densidades fluidos de perforación
sección 16" campo Auca



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

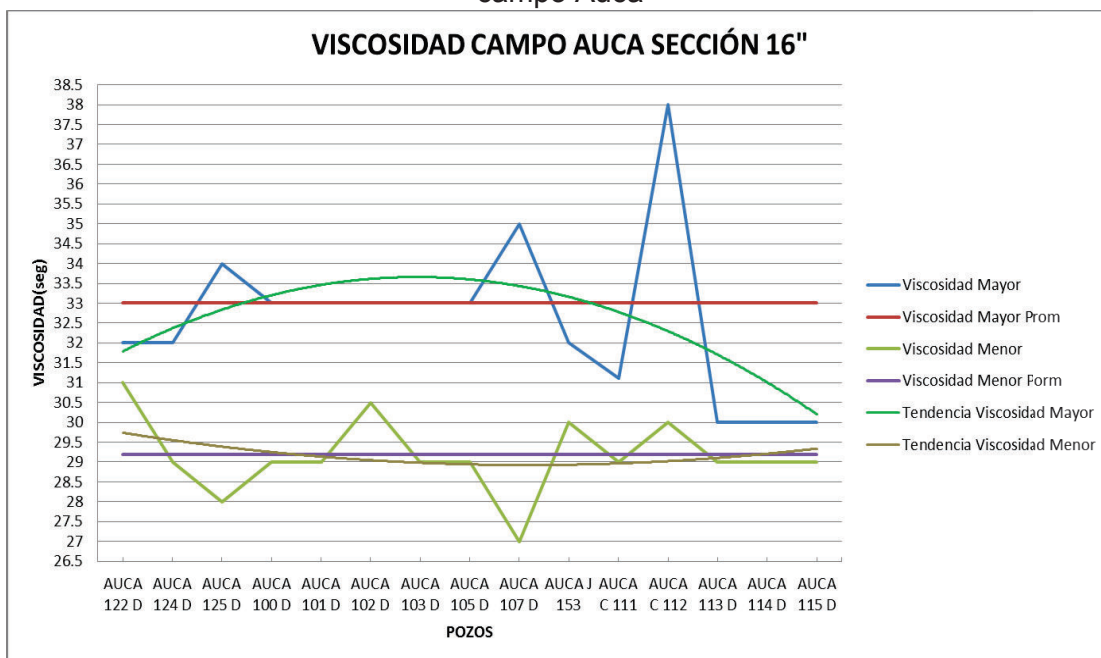
De acuerdo a las líneas trazadas de densidades promedio, definidas como "Promedio densidad menor" y "Promedio densidad mayor" cuyos resultados se obtuvieron de las tablas expresadas en el ANEXO B1 y graficando las respectivas líneas de tendencia descritas en el gráfico como "Tendencia densidad menor" y "Tendencia densidad mayor", se llegó a la conclusión que un rango óptimo de densidad para perforar la sección 16" del campo Auca, se encuentra dentro del orden de 8.8 a 10.4 (lbs/gal).

Se pudo observar que la densidad del fluido de perforación aumentaba hacia la parte Norte del campo, mientras que hacia la parte Centro y Sur del mismo la densidad tiende a disminuir. El uso de este rango óptimo lo determinarán las propiedades de roca, fluido y presiones que presente el pozo a perforar.

4.4.1.1.2. Viscosidad

Mediante la Gráfica 4.22 donde se exponen las líneas de tendencia y líneas promedio para viscosidad mayor y viscosidad menor de los diferentes pozos del campo Auca obteniéndose un rango óptimo de viscosidad de embudo para la sección 16" del campo dentro del orden de 29.2 a 33 (seg).

Gráfica 4.22: Tendencia de viscosidades fluidos de perforación sección 16" campo Auca



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Se observó que hacia la parte Norte y Centro del campo la viscosidad de embudo menor tiende a disminuir, mientras que hacia la parte Sur del campo, la viscosidad de embudo menor tiende a aumentar.

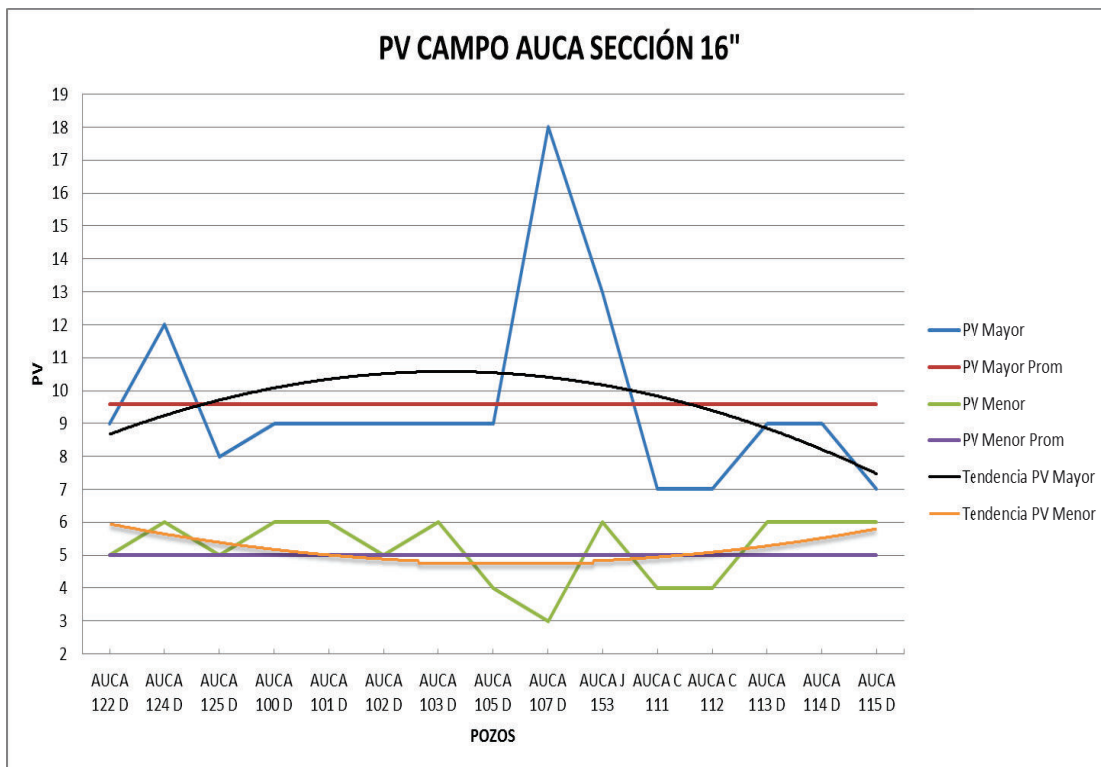
Por el contrario, la viscosidad de embudo mayor tiende a aumentar hacia la parte Centro y Norte del campo, mientras que hacia la parte Sur del mismo, se observó que la viscosidad de embudo tiende a disminuir.

Los datos necesarios para la obtención de las gráficas, se encuentran en el ANEXO B1.

4.4.1.1.3. PV

La Gráfica 4.23 presenta las líneas de tendencia y promedio de viscosidad plástica (PV) que se obtuvieron de los pozos perforados para la sección 16" de Auca. El rango óptimo de viscosidad plástica que se obtuvo para esta sección del campo está dentro del orden de 5 a 9.6.

Gráfica 4.23: Tendencia de viscosidad plástica (PV) fluidos de perforación sección 16" campo Auca



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

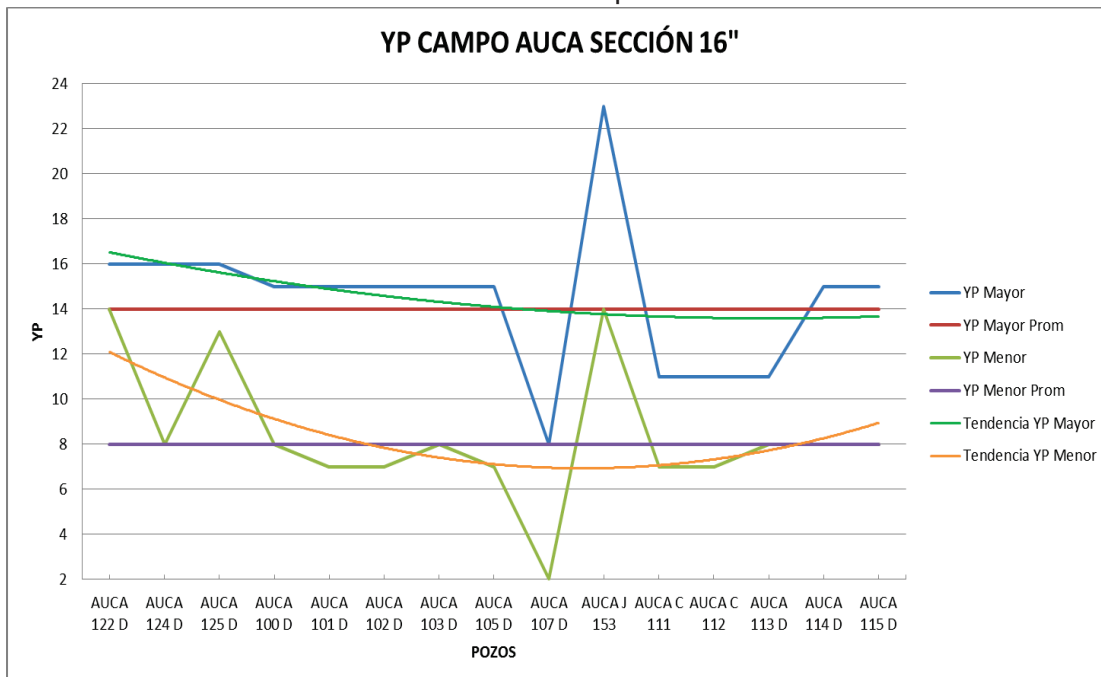
Mediante la gráfica se pudo observar que la viscosidad plástica menor para la mayoría de los pozos que se perforaron, tiende a disminuir hacia el Norte y Centro del campo y a aumentar hacia la parte Sur del mismo, mientras que para la viscosidad plástica mayor, su tendencia aumenta hacia la parte Norte y Centro del campo y disminuye hacia la parte Sur. Los datos necesarios para la obtención de las gráficas, se encuentran en el ANEXO B1.

4.4.1.1.4. YP

La Gráfica 4.24 presenta las líneas de tendencia y promedio de YP mayor y YP menor de la sección 16" para los pozos perforados del Campo Auca. El rango óptimo de YP que se obtuvo para esta sección del campo está dentro del orden de 8 a 14.

En este caso YP mayor y menor para la sección 16" de Auca poseen concordancia tendiendo a aumentar hacia la parte Centro y Norte del campo, mientras que ambas tienden a disminuir hacia la parte Sur del mismo. Los datos necesarios para la obtención de las gráficas, se encuentran en el ANEXO B1.

Gráfica 4.24: Tendencia de punto cedente (YP) fluidos de perforación sección 16" campo Auca

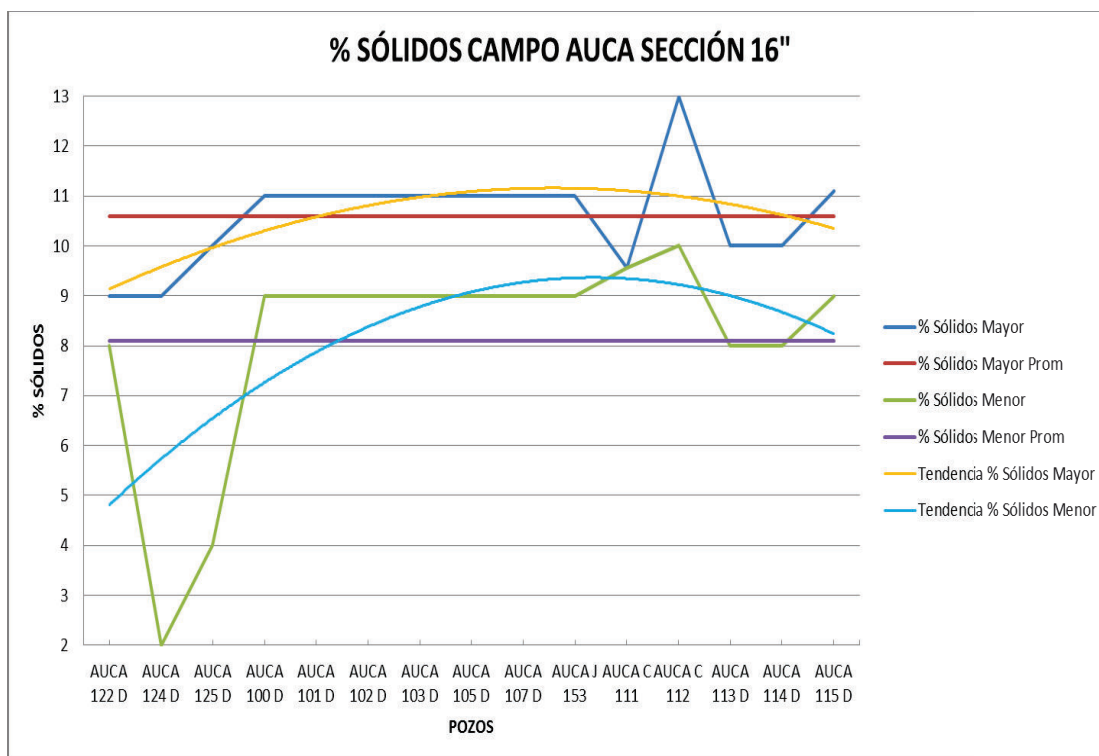


Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.1.1.5. *Porcentaje de Sólidos*

La Gráfica 4.25 muestra la tendencia de porcentaje de sólidos mayor y menor de fluidos de perforación para la sección 16" del campo Auca. El rango óptimo de porcentaje de sólidos que se obtuvo para esta sección del campo está dentro del orden de 8.1 a 10.6 (%).

Gráfica 4.25: Tendencia de porcentaje de sólidos fluidos de perforación sección 16" campo Auca



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

El porcentaje de sólidos mayor y menor para esta sección, en ambos casos tiende a aumentar hacia la parte Centro y Sur del campo, por el contrario hacia la parte Centro y Norte de Auca, las líneas presentan una tendencia a la disminución del porcentaje de sólidos del fluido de perforación.

Los datos necesarios para la obtención de las gráficas, se encuentran en el ANEXO B1.

4.4.1.1.6. Tabla de Resultados

La Tabla 4.1 muestra los parámetros óptimos de fluidos de perforación obtenidos para la sección 16" del campo Auca.

Tabla 4.1: Tabla de resultados fluidos de perforación campo Auca sección 16"

SECCIÓN	PROFUNDIDAD (ft)		δ (lbs/gal)	μ (Seg)	PV	YP	SÓLIDOS %
	DESDE	HASTA					
16"	270	5979	8.8 - 10.4	29.2 - 33	5 - 9.6	8 - 14	8.1 - 10.6

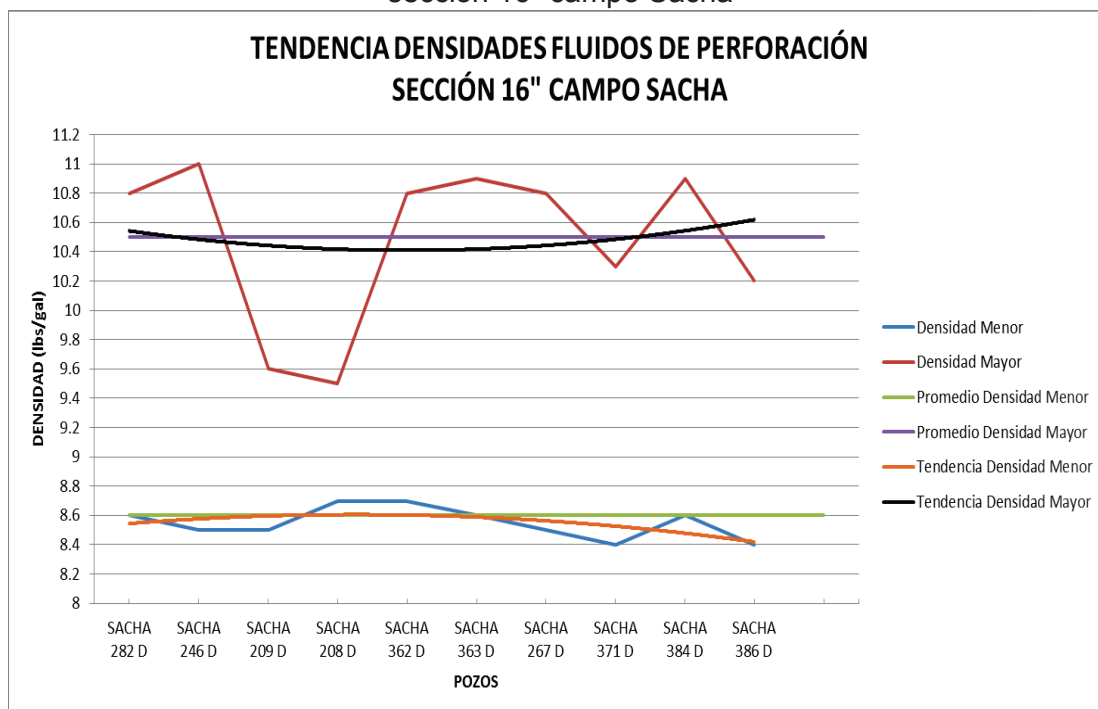
Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.1.2. Campo Sacha

4.4.1.2.1. Densidad

En la Gráfica 4.26 se representan los valores promedio de densidades de fluidos de perforación utilizados durante la perforación de la sección 16" para el campo Sacha. Los valores utilizados para obtener esta gráfica se expresan en el ANEXO B2.

Gráfica 4.26: Tendencia de densidades fluidos de perforación sección 16" campo Sacha



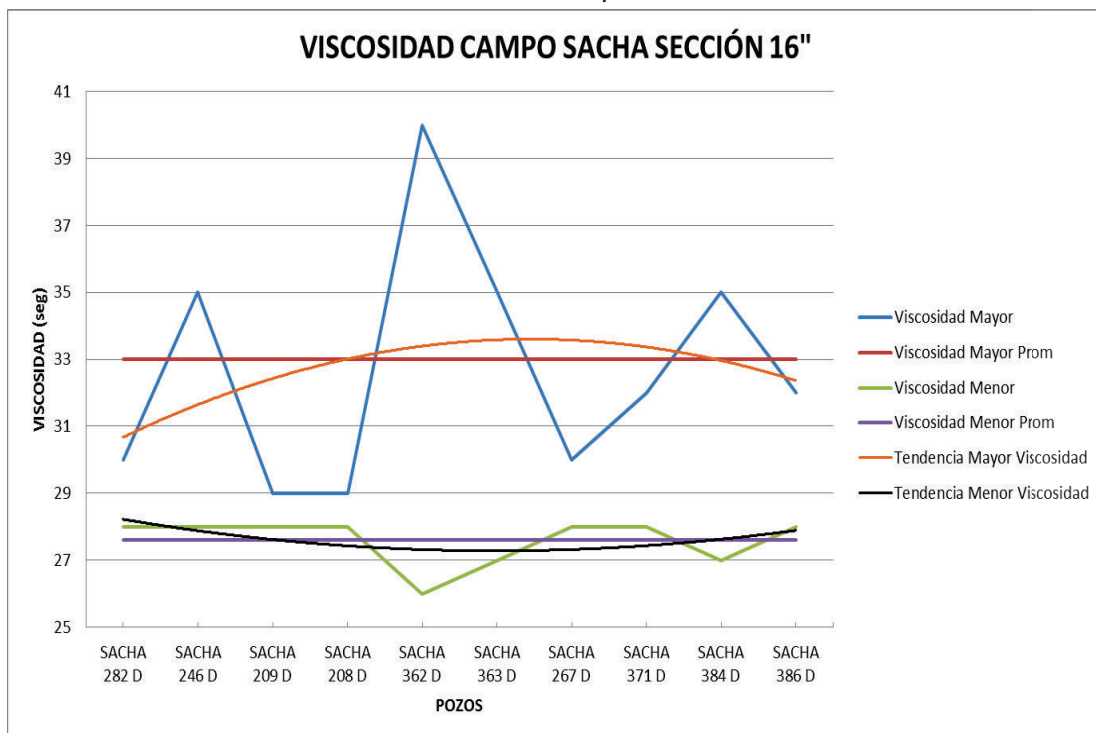
Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

De acuerdo a los valores de "Tendencia densidad mayor y menor" y "Promedio de densidad mayor y menor", cuyas líneas de trazado indican un aumento de la densidad hacia la parte Centro y Norte del campo, y una disminución de la misma hacia la parte Sur del campo, se llegó a la conclusión que un rango óptimo para la densidad del fluido de perforación a utilizar para esta sección, se encuentra dentro del orden de 8.6 a 10.5 (lbs/gal).

4.4.1.2.2. Viscosidad

La Gráfica 4.27 exponen las líneas de tendencia y líneas promedio para viscosidad mayor y viscosidad menor de los diferentes pozos perforados del campo Sacha, mediante la cual se obtuvo un rango óptimo de viscosidad de embudo para la sección 16" del campo dentro del orden de 27.6 a 33.7 (seg).

Gráfica 4.27: Tendencia de viscosidades fluidos de perforación sección 16" campo Sacha



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Hacia la parte Centro y Sur del campo la viscosidad de embudo menor tiende a disminuir, mientras que hacia la parte Norte del campo, la viscosidad de embudo menor tiende a aumentar.

La gráfica por el contrario indicó que la viscosidad de embudo mayor tiende a aumentar hacia la parte Sur del campo, mientras que hacia la parte Centro y Norte del mismo, la viscosidad de embudo mayor tiende a disminuir. Los datos necesarios para la obtención de las gráficas, se encuentran en el ANEXO B2.

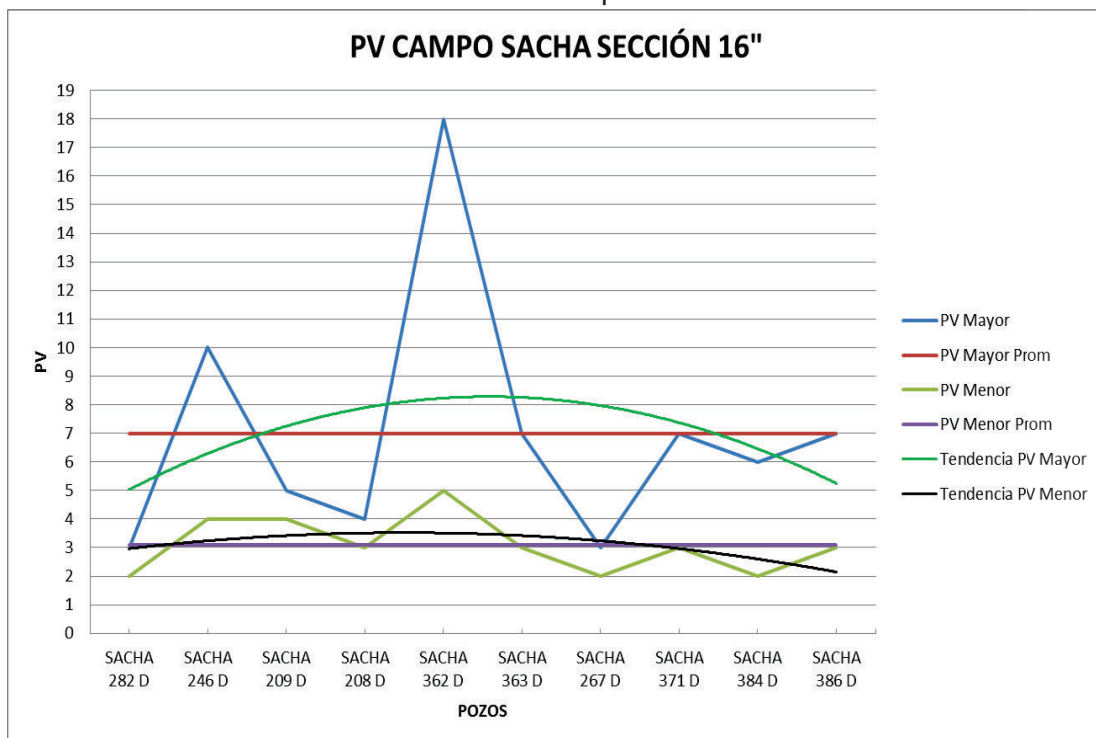
4.4.1.2.3. PV

La Gráfica 4.28 muestra las líneas de tendencia y promedio de viscosidad plástica (PV) que se obtuvieron de los pozos perforados para la sección 16" de Sacha. El rango óptimo de viscosidad plástica que se obtuvo para esta sección del campo fue de 3.1 a 7.

A través de la gráfica se observó que la viscosidad plástica menor y la viscosidad plástica mayor, tienden a disminuir hacia el Centro y Norte del campo y a aumentar hacia la parte Sur del mismo.

Los datos necesarios para la obtención de las gráficas, se encuentran en el ANEXO B2.

Gráfica 4.28: Tendencia de viscosidad plástica (PV) fluidos de perforación sección 16" campo Sacha

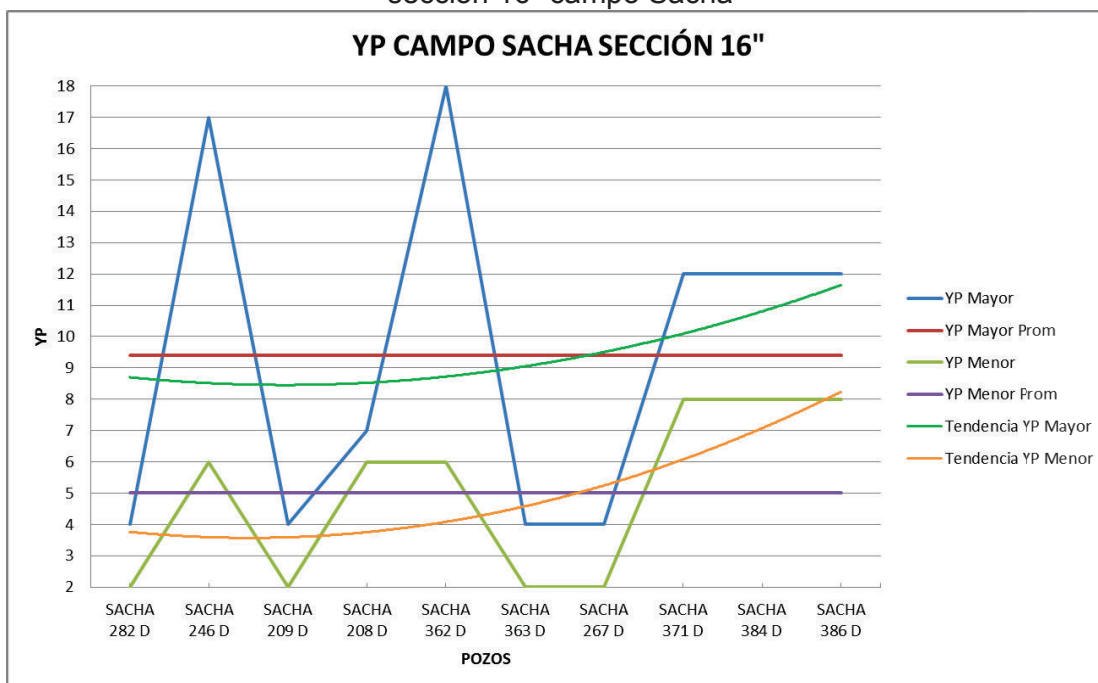


Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.1.2.4. YP

La Gráfica 4.29 presenta las líneas de tendencia y promedio de YP mayor y YP menor de la sección 16" para los pozos perforados del campo Sacha. El rango óptimo de YP que se obtuvo para esta sección del campo está dentro del orden de 5 a 9.4.

Gráfica 4.29: Tendencia de punto cedente (YP) fluidos de perforación sección 16" campo Sacha



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

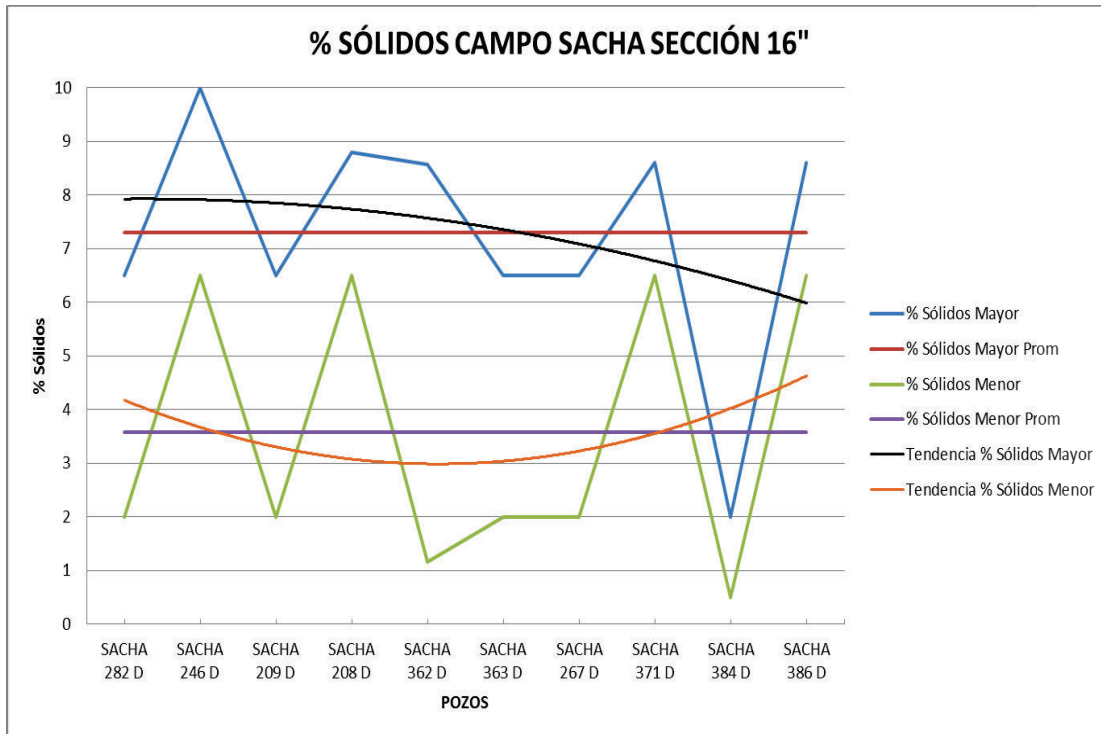
En este caso YP mayor y menor para la sección 16" de Sacha poseen cierta similitud tendiendo a aumentar hacia la parte Centro y Sur del campo, mientras que ambas tienden a disminuir hacia la parte Norte del mismo.

Los datos necesarios para la obtención de las gráficas, se encuentran en el ANEXO B2.

4.4.1.2.5. Porcentaje de Sólidos

La Gráfica 4.30 muestra las líneas de tendencia y promedio de porcentaje de sólidos mayor y menor de fluidos de perforación para la sección 16" del Campo Sacha. El rango óptimo de porcentaje de sólidos que se obtuvo para esta sección del campo está dentro del orden de 3.6 a 7.3 (%).

Gráfica 4.30: Tendencia de porcentaje de sólidos fluidos de perforación sección 16" campo Sacha



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

El porcentaje de sólidos mayor y menor para esta sección, en ambos casos tiende a aumentar hacia la parte Centro del campo, por el contrario hacia la parte Sur de Sacha, las líneas presentan una tendencia a la disminución del porcentaje de sólidos del fluido de perforación. Los datos necesarios para la obtención de los gráficos, se encuentran en el ANEXO B2.

4.4.1.2.6. *Tabla de Resultados*

La Tabla 4.2 presenta los parámetros óptimos de fluidos de perforación obtenidos para la sección 16" del campo Sacha.

Tabla 4.2: Tabla de resultados fluidos de perforación campo Sacha sección 16"

SECCIÓN	PROFUNDIDAD (ft)		δ (lbs/gal)	μ (Seg)	PV	YP	SÓLIDOS %
	DESDE	HASTA					
16"	914	5643.6	8.6 - 10.5	27.6 - 33.7	3.1 - 7	5 - 9.4	3.6 - 7.3

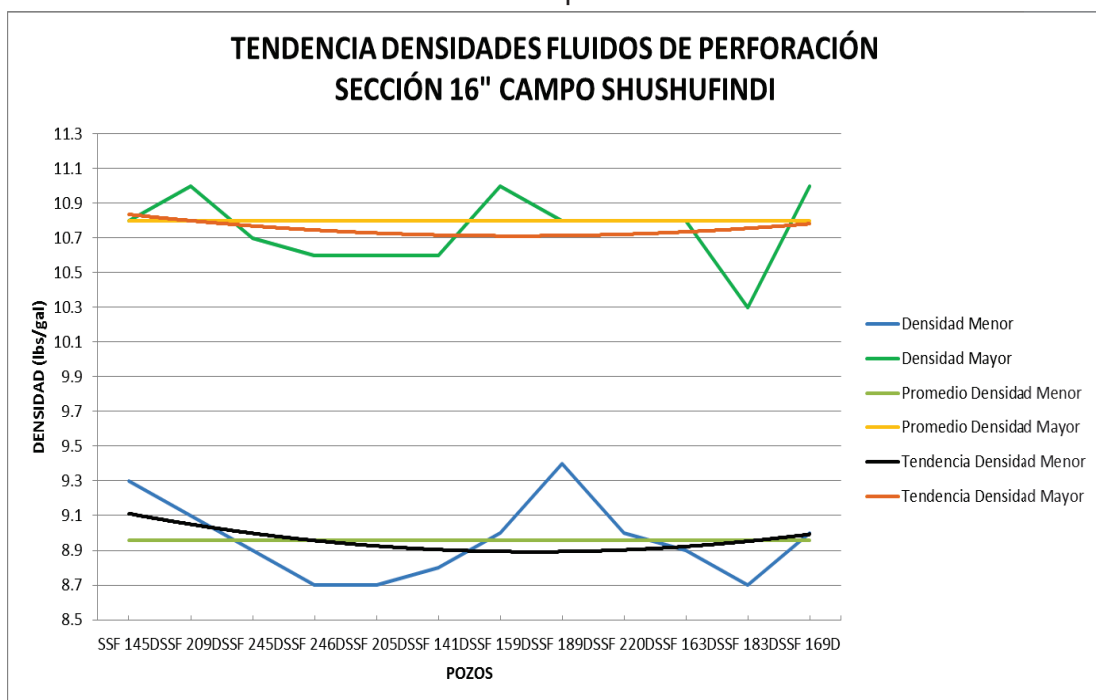
Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.1.3. Campo Shushufindi

4.4.1.3.1. Densidad

Las líneas de tendencia que se marcan en la Gráfica 4.31 de acuerdo a los datos obtenidos en el ANEXO B3, indican que un rango óptimo de densidad para la perforación de la sección 16" del campo Shushufindi, se encuentran dentro del orden de 8.9 a 10.8 (lbs/gal).

Gráfica 4.31: Tendencia de densidades fluidos de perforación sección 16" campo Shushufindi



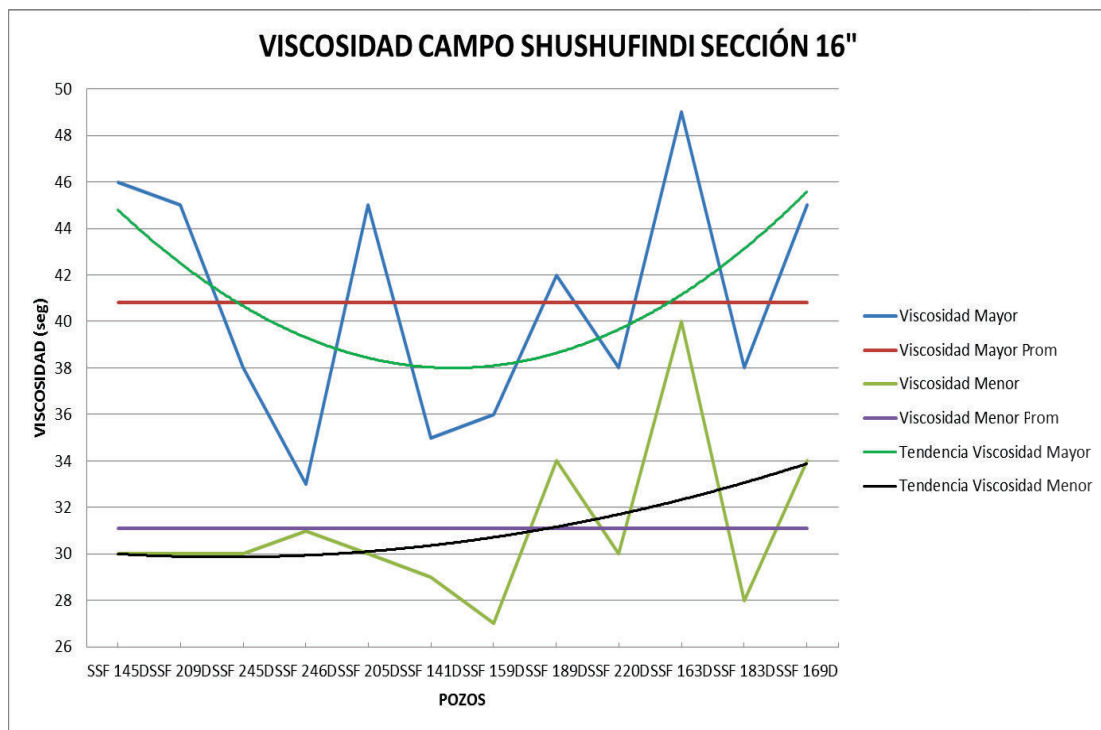
Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La gráfica muestra una tendencia al aumento de densidad hacia la parte Centro-Norte del campo, mientras que hacia la parte Centro-Sur del mismo, la densidad tiende a disminuir, además de que las líneas de tendencia de densidad mayor y menor presentan unos valores concordantes con los valores de densidad promedio, lo que indica que el rango obtenido es el óptimo para la perforación de esta sección en el campo Shushufindi, siempre y cuando se tomen en consideración las respectivas variaciones que puede provocar la litología de la zona.

4.4.1.3.2. Viscosidad

La Gráfica 4.32 presenta la tendencia de viscosidades de fluidos de perforación de la sección 16" para los pozos del campo Shushufindi. A través de las líneas de tendencia y líneas promedio para viscosidad mayor y viscosidad menor del fluido de perforación utilizado en el campo Shushufindi, se obtuvo que un rango óptimo de viscosidad de embudo para la sección 16" del campo se encuentra dentro del orden de 31.1 a 40.8 (seg).

Gráfica 4.32: Tendencia de viscosidades fluidos de perforación sección 16" campo Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Hacia la parte Centro y Norte del campo la viscosidad de embudo menor tiende a aumentar, mientras que hacia la parte Sur del campo, la viscosidad de embudo menor tiende a disminuir.

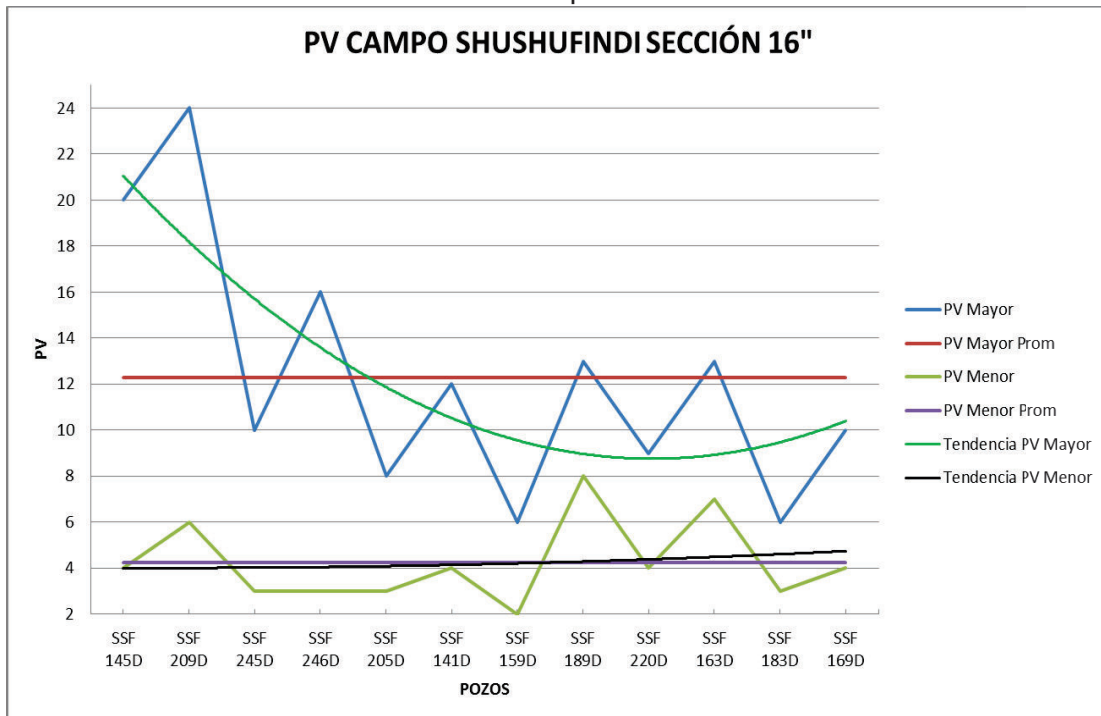
La gráfica también indica que la viscosidad de embudo mayor tiende a aumentar hacia la parte Centro y Norte del campo, mientras que hacia la parte Centro y Sur del mismo, la viscosidad de embudo mayor tiende a disminuir. Los datos necesarios para la obtención de las gráficas, se encuentran en el ANEXO B3.

4.4.1.3.3. PV

La Gráfica 4.33 muestra las líneas de tendencia y promedio de viscosidad plástica (PV) que se obtuvieron de los pozos perforados para la sección 16" de Shushufindi. El rango óptimo de viscosidad plástica que se obtuvo para esta sección del campo fue de 4.25 a 12.25.

Mediante la gráfica se observa que la viscosidad plástica menor y la viscosidad plástica mayor, tienden a disminuir hacia el Centro y Sur del campo y a aumentar hacia la parte Centro y Norte del mismo. Los datos necesarios para la obtención de los gráficos, se encuentran en el ANEXO B3.

Gráfica 4.33: Tendencia de viscosidad plástica (PV) fluidos de perforación sección 16" campo Shushufindi

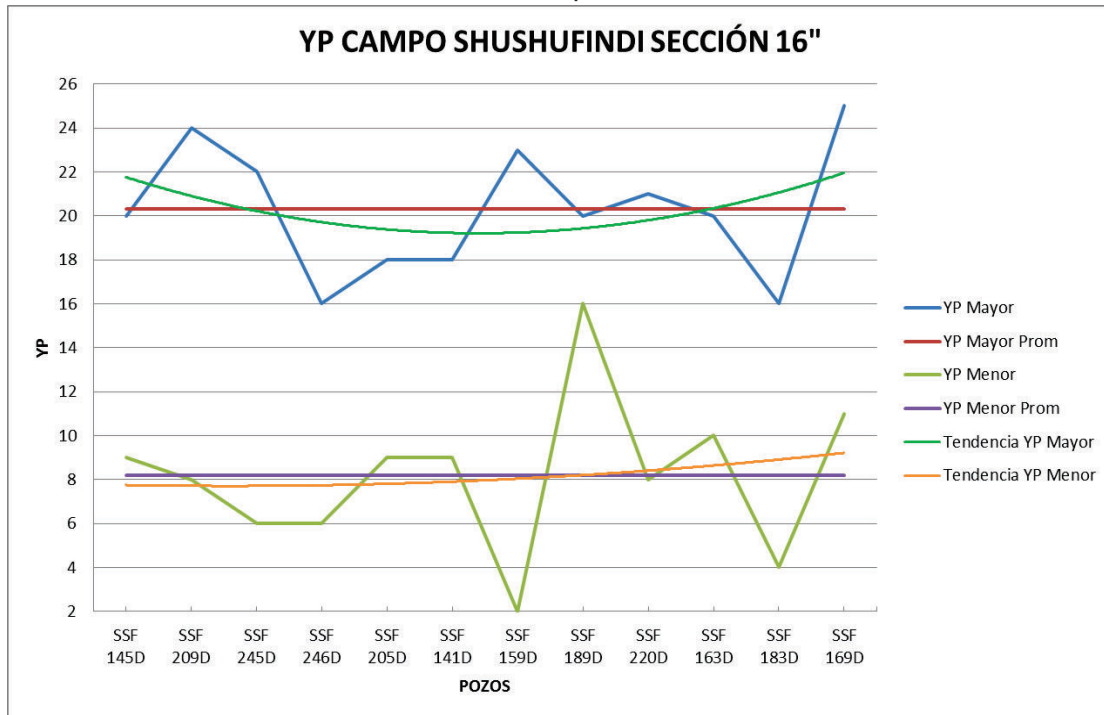


Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.1.3.4. YP

La Gráfica 4.34 presenta las líneas de tendencia y promedio de YP mayor y YP menor de la sección 16" para los pozos perforados del Campo Shushufindi. El rango óptimo de YP que se obtuvo para esta sección del campo está dentro del orden de 8.2 a 20.3.

Gráfica 4.34: Tendencia de punto cedente (YP) fluidos de perforación sección 16" campo Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

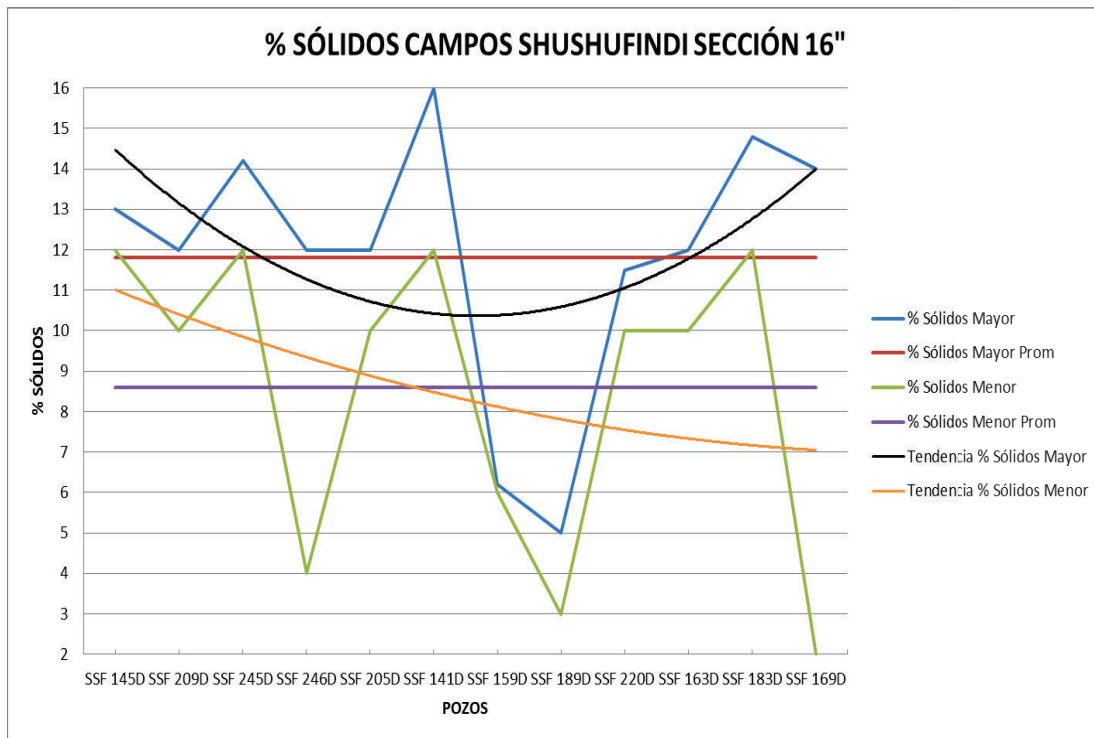
En este caso YP mayor y menor para la sección 16" de Shushufindi tienden a aumentar hacia la parte Centro y Norte del campo, mientras que ambas tienden a disminuir hacia la parte Centro y Sur del mismo. Los datos necesarios para la obtención de las gráficas, se encuentran en el ANEXO B3.

4.4.1.3.5. Porcentaje de Sólidos

La Gráfica 4.35 muestra las líneas de tendencia y promedio de porcentaje de sólidos mayor y menor de fluidos de perforación para la sección 16" del campo Shushufindi. El rango óptimo de porcentaje de sólidos que se obtuvo para esta sección del campo está dentro del orden de 8.6 a 11.89 (%).

Para este caso el porcentaje de sólidos mayor y menor para esta sección, tiende a aumentar hacia la parte Centro y Norte del campo, por el contrario hacia la parte Sur de Shushufindi, las líneas presentan una tendencia a la disminución del porcentaje de sólidos del fluido de perforación. Los datos necesarios para la obtención de las gráficas, se encuentran en el ANEXO B3.

Gráfica 4.35: Tendencia de porcentaje de sólidos fluidos de perforación sección 16" campo Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.1.3.6. Tabla de Resultados

La Tabla 4.3 muestra los parámetros óptimos de fluidos de perforación obtenidos para la sección 16" del campo Shushufindi.

Tabla 4.3: Tabla de resultados fluidos de perforación campo Shushufindi sección 16"

SECCIÓN	PROFUNDIDAD (ft)		δ (lbs/gal)	μ (Seg)	PV	YP	SÓLIDOS %
	DESDE	HASTA					
16"	209.5	5558.3	8.96 - 10.8	31.1 - 40.8	4.25 - 12.25	8.2 - 20.3	8.6 - 11.89

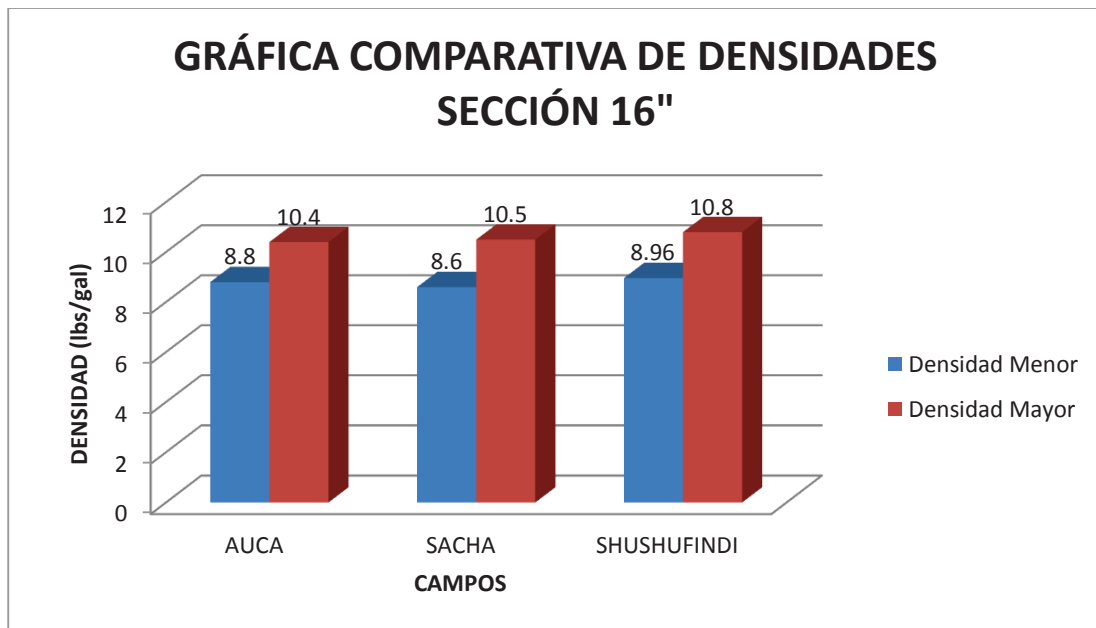
Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.1.3.7. Análisis comparativo sección 16"

En la Gráfica 4.36 se compararon las densidades de los fluidos de perforación utilizados en la sección 16" en los tres campos objeto de nuestro estudio (Auca,

Sacha y Shushufindi), observando que la densidad utilizada para la sección en los tres campos presentan similitud en sus valores. Mediante la muestra se pudo definir que para los tres campos en la sección 16", un rango óptimo aceptable de densidad de fluido de perforación está dentro del orden de 8.8 (lbs/gal) a 10.6 (lbs/gal).

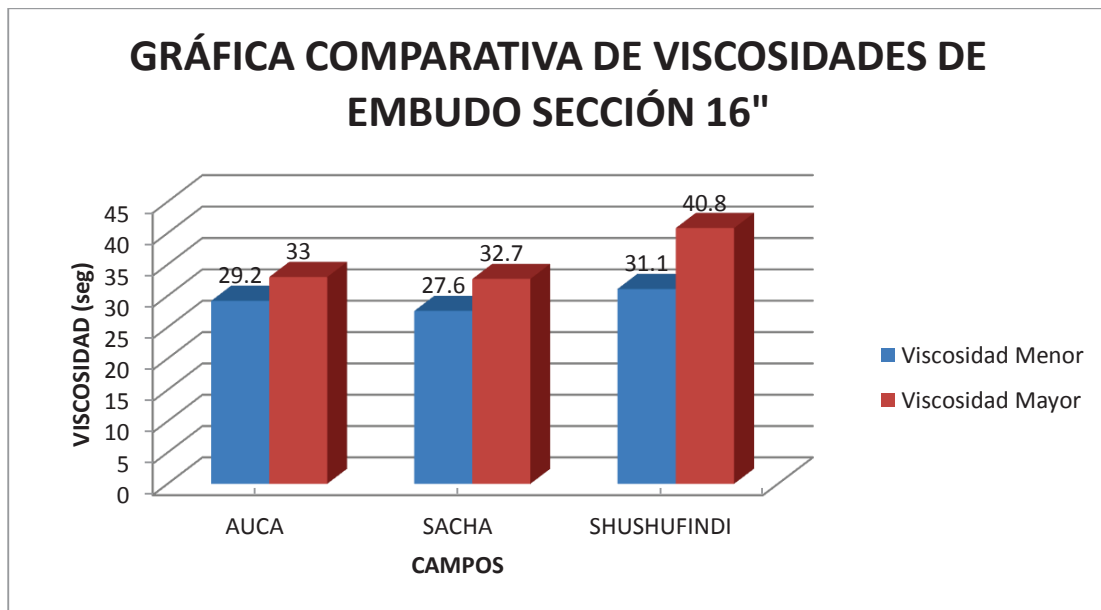
Gráfica 4.36: Gráfica comparativa de densidades sección 16" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

En la Gráfica 4.37 se comparó la viscosidad de embudo de los fluidos de perforación utilizados en la sección 16" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi. Se nota una diferencia en el campo Shushufindi al presentar un rango de viscosidad mayor mucho más alto que el de los campos Auca y Sacha, lo que puede ser un indicativo de que existe una gran cantidad de sólidos ingresando al sistema desde la formación ya sea fluidos o sedimentos como arcillas o areniscas al encontrarse perforando en terciario indiferenciado, lo que deriva en el incremento directo de la viscosidad de embudo. Se obtuvo que un rango óptimo aceptable de viscosidad de embudo para perforar la sección 16" se encuentra dentro del orden de 29 (seg) a 36 (seg).

Gráfica 4.37: Gráfica comparativa de viscosidades sección 16" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

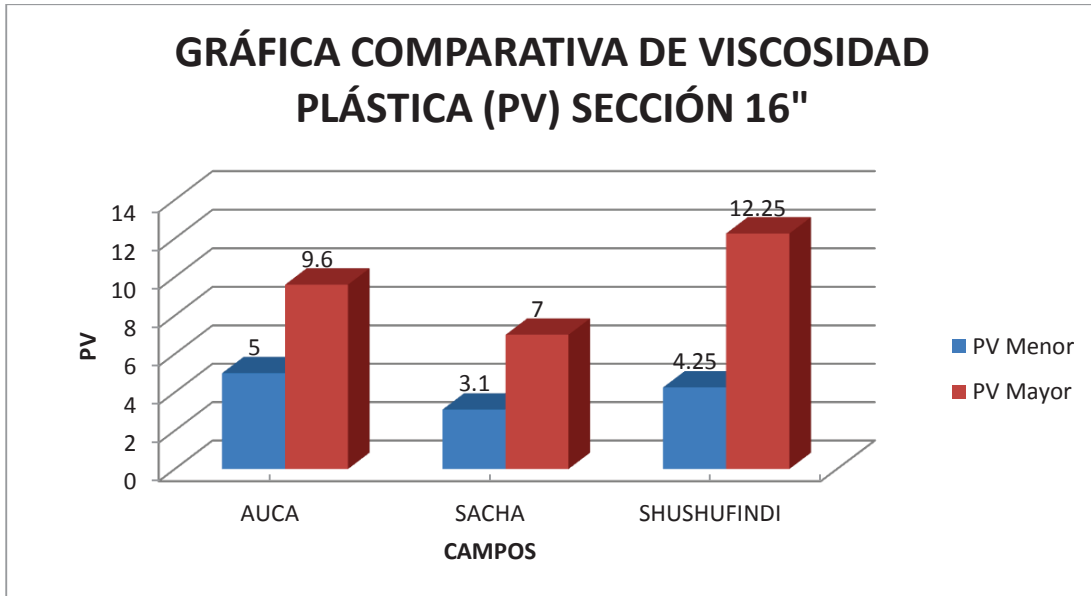
La Gráfica 4.38 muestra los valores mínimos y máximos de PV (viscosidad plástica) de los fluidos de perforación que se utilizaron durante la fabricación de la sección 16" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi, observándose una diferencia especialmente en el PV mayor de Shushufindi, lo que corroboraría el aumento del porcentaje de sólidos presentes durante la perforación en Shushufindi. La muestra define que un rango óptimo aceptable de PV de fluido de perforación, está dentro del orden de 4 a 10 para la perforación de la sección 16" en los tres campos.

La Gráfica 4.39 muestra la variación de YP de los fluidos de perforación utilizados para la sección 16" en los campos Auca, Sacha y Shushufindi. A través de la muestra se concluyó que un rango óptimo aceptable de YP se encuentra dentro del orden de 7 a 15 para fabricar la sección 16" en los campos Auca, Sacha y Shushufindi.

Se pudo evidenciar una diferencia significativa en cuanto al YP mayor utilizado en los tres campos, pero especialmente se nota un valor de YP mayor mucho mayor en Shushufindi que para Auca y Sacha, lo que continúa indicando un alto

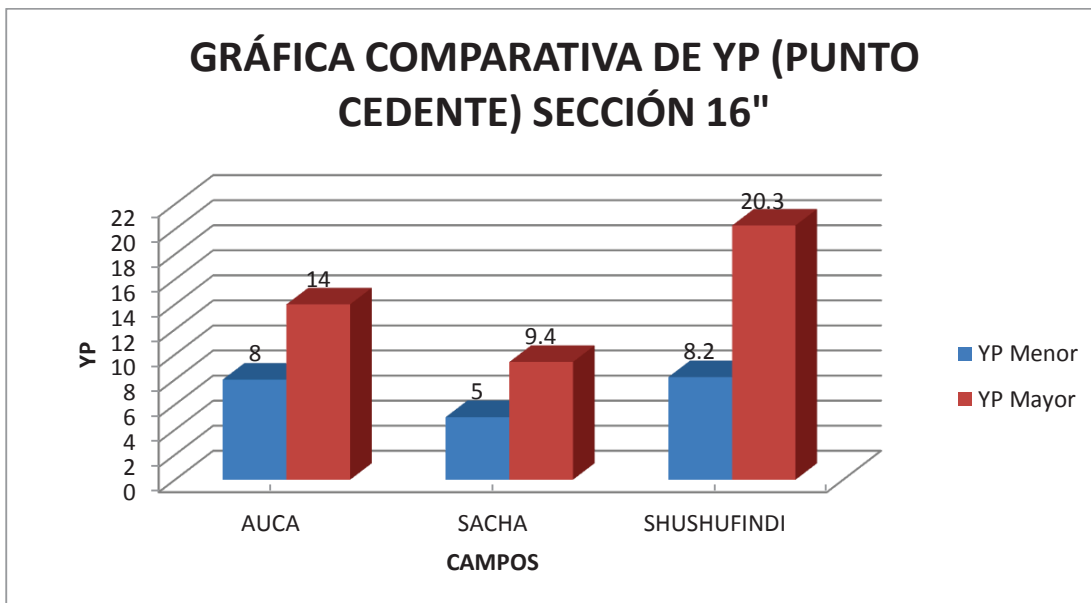
porcentaje de sólidos que ingresan desde la formación durante la perforación en Shushufindi.

Gráfica 4.38: Gráfica comparativa de viscosidad plástica (PV) sección 16" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Gráfica 4.39: Gráfica comparativa de YP (punto cedente) sección 16" campos Auca, Sacha y Shushufindi

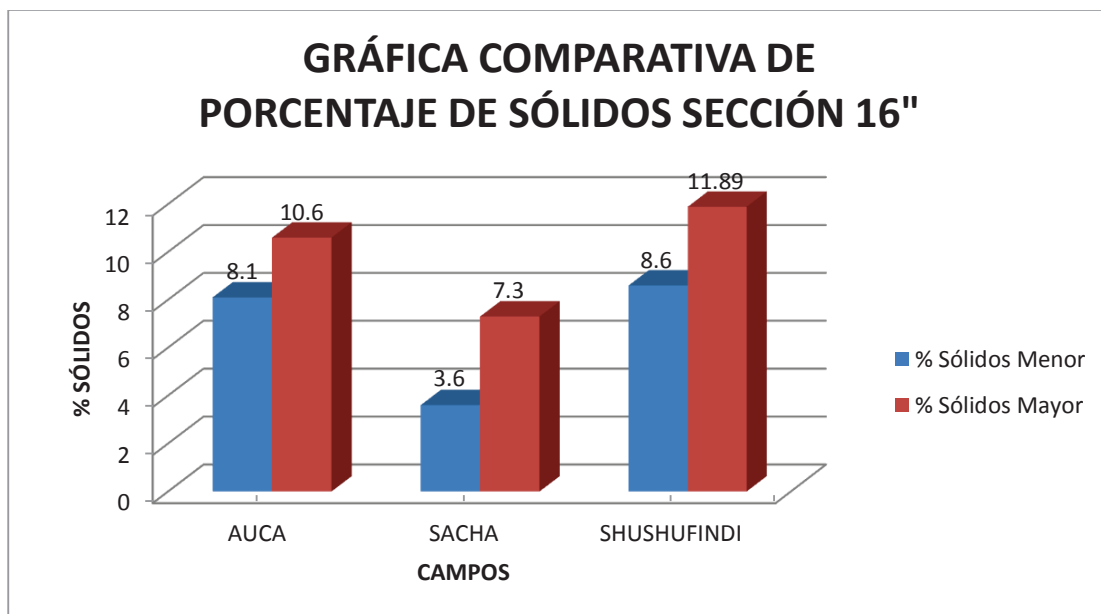


Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La Gráfica 4.40 muestra la variación de porcentaje de sólidos del fluido de perforación utilizado durante la fabricación de la sección 16" en los campos Auca, Sacha y Shushufindi. Se definió el rango óptimo aceptable de 7% a 10% de porcentaje de sólidos de fluido de perforación, para la fabricación de la sección 16" en los campos Auca, Sacha y Shushufindi.

Se puede evidenciar que el porcentaje de sólidos mayor y menor de fluidos de perforación para sección 16" de Sacha, es mucho menor que en el caso de Auca y Shushufindi, lo que indica formaciones bastante estables durante la perforación en Sacha.

Gráfica 4.40: Gráfica comparativa de porcentaje de sólidos sección 16" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.2. SECCIÓN 12 1/4"

4.4.2.1. Campo Auca

4.4.2.1.1. Tabla de Resultados

La Tabla 4.4 a continuación presenta los parámetros óptimos de fluidos de perforación obtenidos para la sección 12 1/4" del campo Auca.

Tabla 4.4: Tabla de resultados fluidos de perforación campo Auca sección 12 1/4"

SECCIÓN	PROFUNDIDAD (ft)		δ (lbs/gal)	μ (Seg)	PV	YP	SÓLIDOS %
	DESDE	HASTA					
12 1/4"	5979	10157	9.7 - 10.7	42 - 61	8 - 20	16.4 - 27	8 - 11.2

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.2.2. Campo Sacha

4.4.2.2.1. Tabla de Resultados

La Tabla 4.5 presenta los parámetros óptimos de fluidos de perforación obtenidos para la sección 12 1/4" del campo Sacha.

Tabla 4.5: Tabla de resultados fluidos de perforación campo Sacha
sección 12 1/4"

SECCIÓN	PROFUNDIDAD (ft)		δ (lbs/gal)	μ (Seg)	PV	YP	SÓLIDOS %
	DESDE	HASTA					
12 1/4"	5643.6	8900.1	9.6 - 11	34.2 - 46.8	8.5 - 16	10 - 19.1	3 - 11

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.2.3. Campo Shushufindi

4.4.2.3.1. Tabla de Resultados

La Tabla 4.6 muestra los parámetros óptimos de fluidos de perforación obtenidos para la sección 12 1/4" del campo Shushufindi.

Tabla 4.6: Tabla de resultados fluidos de perforación campo Shushufindi
sección 12 1/4"

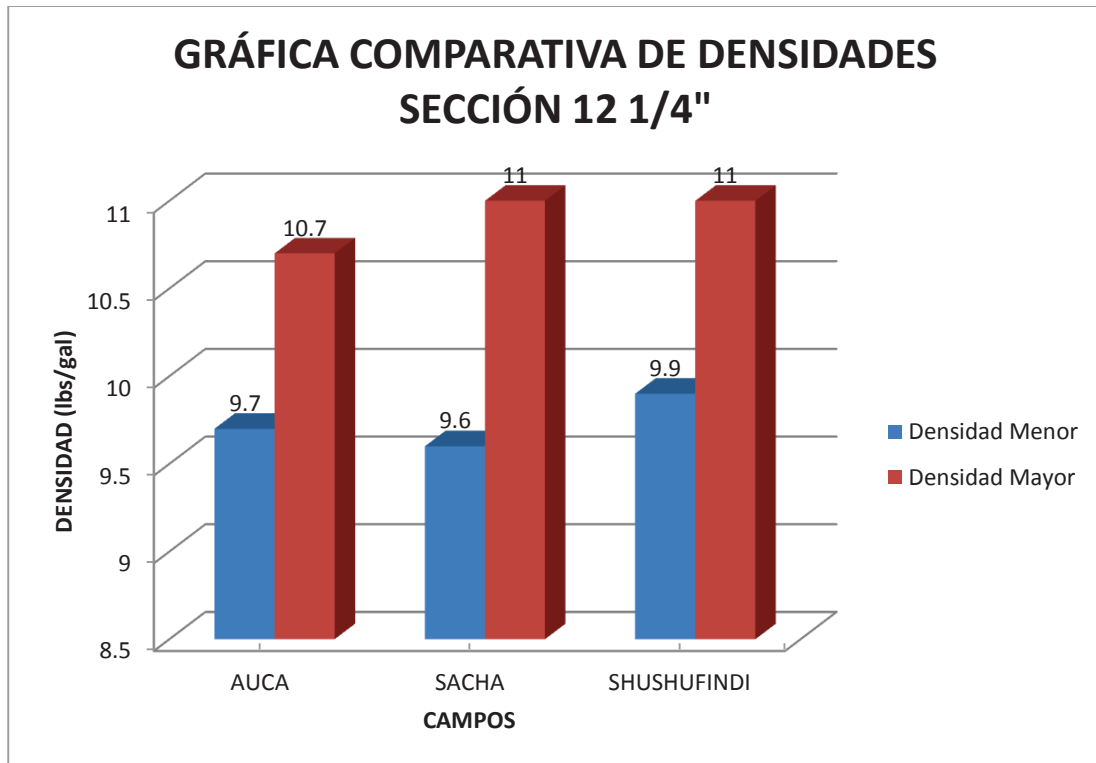
SECCIÓN	PROFUNDIDAD (ft)		δ (lbs/gal)	μ (Seg)	PV	YP	SÓLIDOS %
	DESDE	HASTA					
12 1/4"	5962.2	9308.3	9.9 - 11	33.5 - 50.2	8.83 - 20.6	13.1 - 24	7.48 - 11.63

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.2.3.2. Análisis comparativo sección 12 ¼”

En la Gráfica 4.41 se compararon las densidades de los fluidos de perforación utilizados en la sección 12 ¼” en los campos Auca, Sacha y Shushufindi, observando que la densidad utilizada para la sección en los tres campos presentan similitud en sus valores.

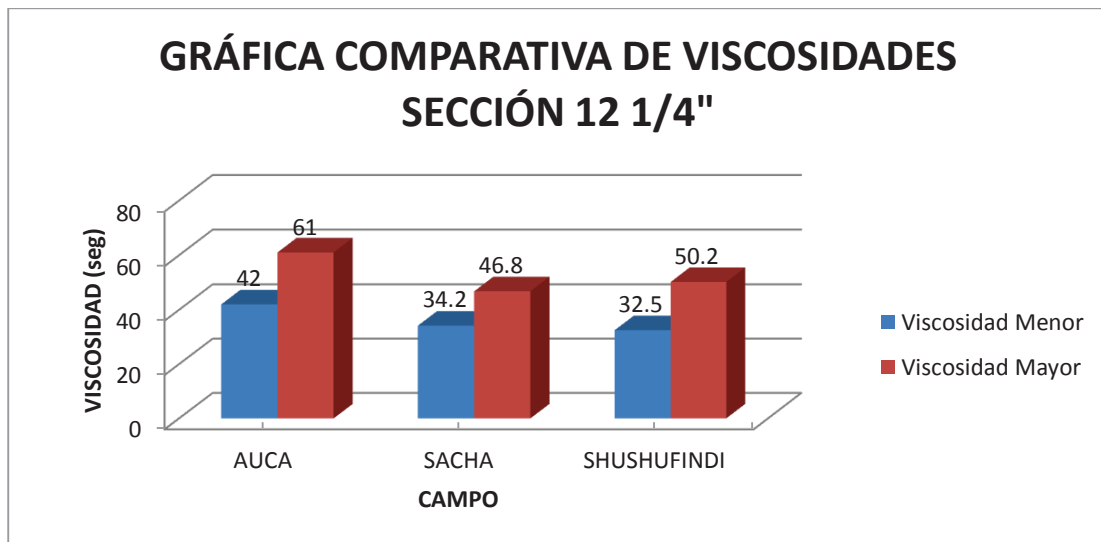
Gráfica 4.41: Gráfica comparativa de densidades sección 12 ¼” campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

En la Gráfica 4.42 se comparó la viscosidad de embudo de los fluidos de perforación utilizados en la sección 12 ¼” de los campos Auca, Sacha y Shushufindi. Se nota una diferencia en el campo Auca al presentar un rango de viscosidades mucho más altas que el de los campos Sacha y Shushufindi, lo que indicaría problemas con la presencia de sólidos durante la perforación de esta sección en Auca. Se obtuvo que un rango óptimo aceptable de viscosidad de embudo para fabricar la sección 12 ¼” se encuentra dentro del orden de 36 (seg) a 53 (seg).

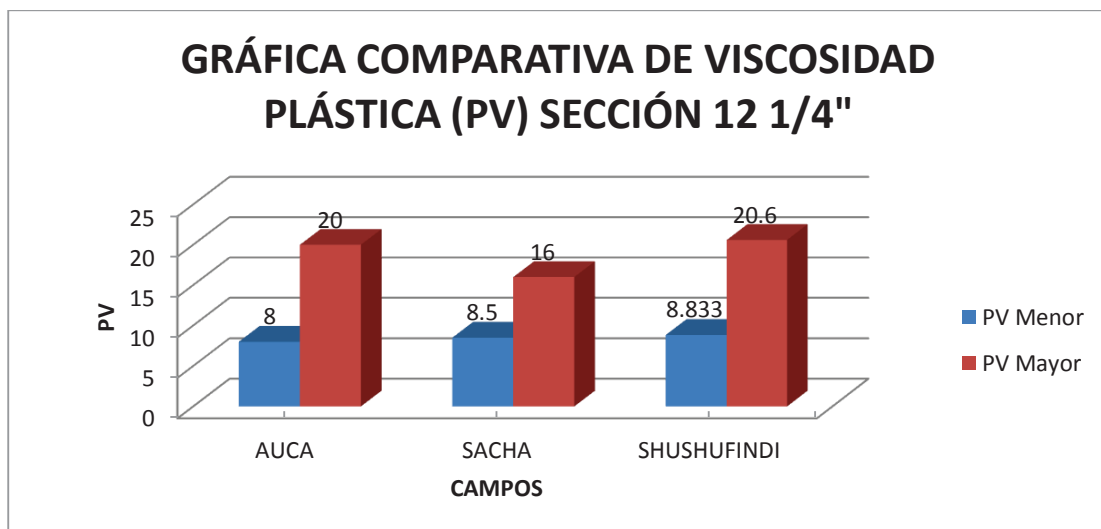
Gráfica 4.42: Gráfica comparativa de viscosidades sección 12 1/4" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La Gráfica 4.43 muestra los valores mínimos y máximos de PV (viscosidad plástica) de los fluidos de perforación que se utilizaron durante la fabricación de la sección 12 1/4" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi. La muestra define que un rango óptimo aceptable de PV de fluido de perforación, está dentro del orden de 8 a 19 para la perforación de la sección 12 1/4" en los tres campos.

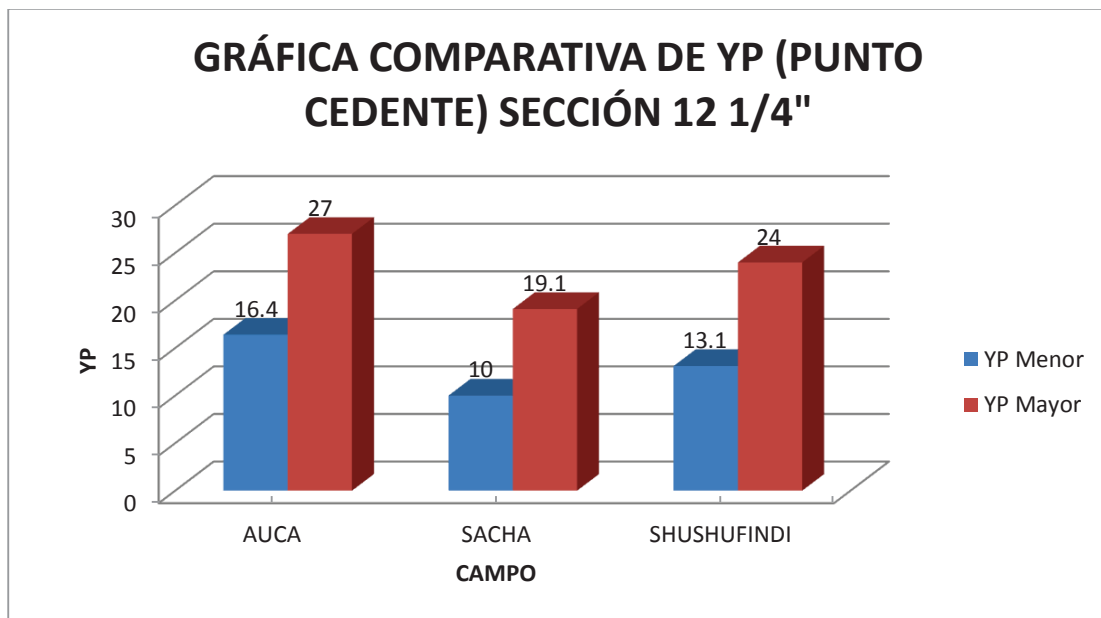
Gráfica 4.43: Gráfica comparativa de viscosidad plástica (PV) sección 12 1/4" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La Gráfica 4.44 muestra la variación de YP de los fluidos de perforación utilizados para la sección 12 ¼" en los campos Auca, Sacha y Shushufindi. A través de la muestra se concluyó que un rango óptimo aceptable de YP se encuentra dentro del orden de 13 a 23 para fabricar la sección 12 ¼" en los campos Auca, Sacha y Shushufindi. Se pudo evidenciar una diferencia significativa en cuanto al YP mayor utilizado en el campo Auca, lo que corrobora una alta presencia de sólidos durante la fabricación de la sección.

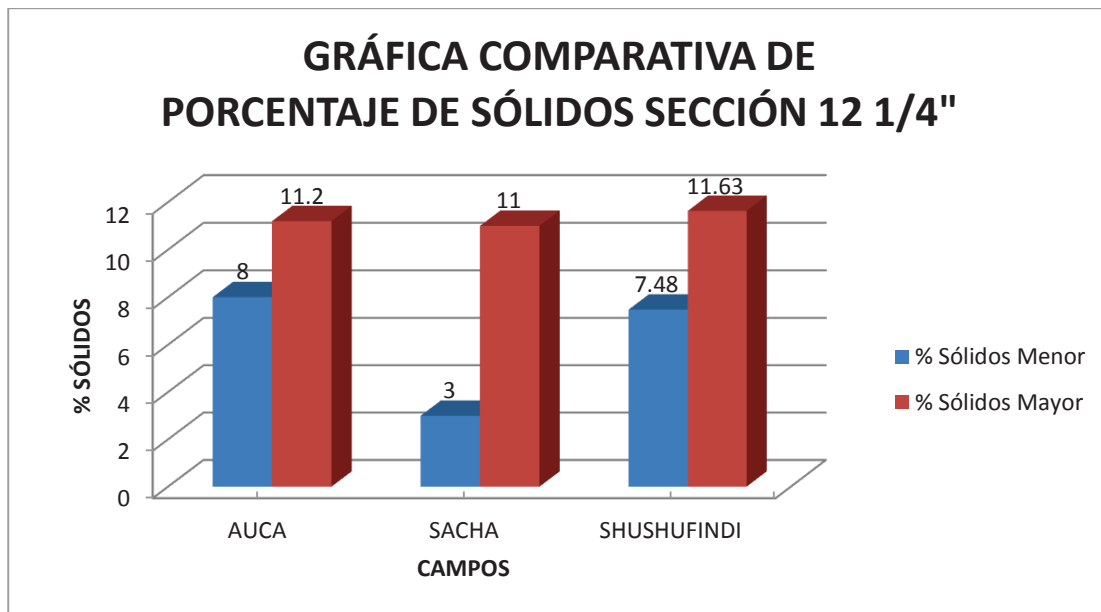
Gráfica 4.44: Gráfica comparativa de YP (punto cedente) sección 12 ¼" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La Gráfica 4.45 muestra la variación de porcentaje de sólidos del fluido de perforación utilizado durante la fabricación de la sección 12 ¼" en los campos Auca, Sacha y Shushufindi. Se definió el rango óptimo aceptable de 6% a 11% de porcentaje de sólidos de fluido de perforación, para la fabricación de la sección 12 ¼" en los campos Auca, Sacha y Shushufindi. Se pudo evidenciar que el porcentaje de sólidos menor de fluidos de perforación para sección 12 ¼" de Sacha, es mucho menor que en el caso de Auca y Shushufindi.

Gráfica 4.45: Gráfica comparativa de porcentaje de sólidos sección 12 1/4" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.3. SECCIÓN 8 1/2"

4.4.3.1. Campo Auca

4.4.3.1.1. Tabla de Resultados

La Tabla 4.7 muestra los parámetros óptimos de fluidos de perforación obtenidos para la sección 8 1/2" del campo Auca.

Tabla 4.7: Tabla de resultados fluidos de perforación campo Auca sección 8 1/2"

SECCIÓN	PROFUNDIDAD (ft)		δ (lbs/gal)	μ (Seg)	PV	YP	SÓLIDOS %
	DESDE	HASTA					
8 1/2"	10157	10979	9 - 9.3	46 - 59	12 - 18	18 - 29	5 - 6

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.3.2. Campo Sacha

4.4.3.2.1. Tabla de Resultados

La Tabla 4.8 presenta los parámetros óptimos de fluidos de perforación obtenidos para la sección 8 1/2" del campo Sacha.

Tabla 4.8: Tabla de resultados fluidos de perforación campo Sacha sección 8 1/2"

SECCIÓN	PROFUNDIDAD (ft)		δ (lbs/gal)	μ (Seg)	PV	YP	SÓLIDOS %
	DESDE	HASTA					
8 1/2"	8900.1	10745.7	9.6 - 9.9	39 - 52	16 - 23	16.7 - 26	3 - 6

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.3.3. Campo Shushufindi

4.4.3.3.1. Tabla de Resultados

La Tabla 4.9 presenta los parámetros óptimos de fluidos de perforación obtenidos para la sección 8 1/2" del campo Shushufindi.

Tabla 4.9: Tabla de resultados fluidos de perforación campo Shushufindi
sección 8 1/2"

SECCIÓN	PROFUNDIDAD (ft)		δ (lbs/gal)	μ (Seg)	PV	YP	SÓLIDOS %
	DESDE	HASTA					
8 1/2"	9519	10190	9.1 - 9.3	40 - 51	13 - 22	24 - 30	5 - 6

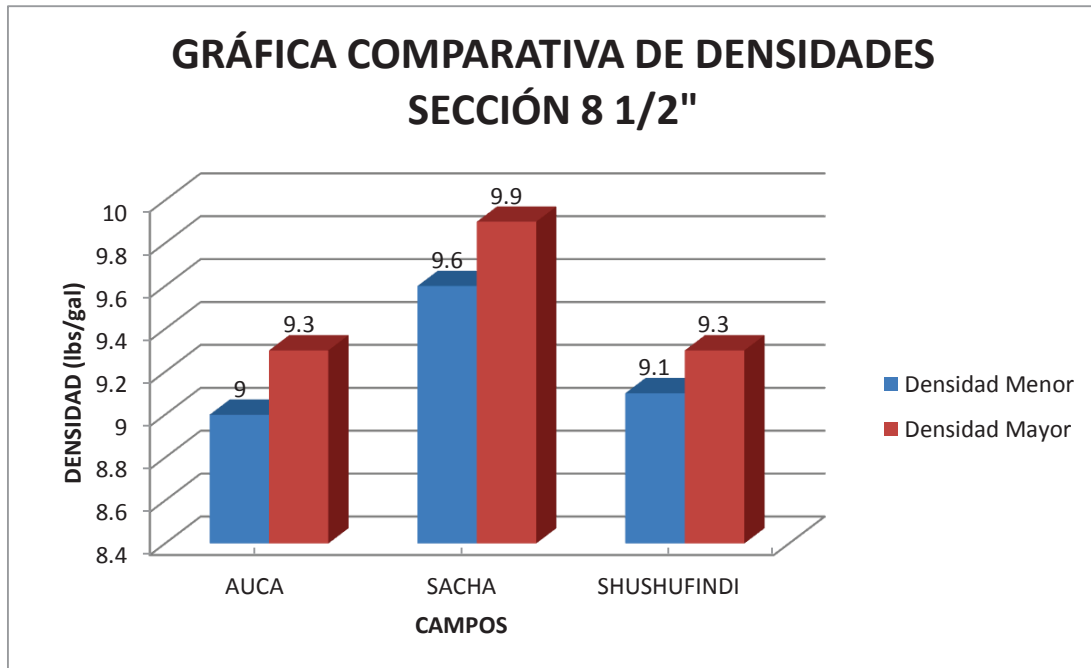
Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.3.3.2. Análisis comparativo sección 8 1/2"

En la Gráfica 4.46 se compararon las densidades de los fluidos de perforación utilizados en la sección 8 1/2" en los campos Auca, Sacha y Shushufindi. Mediante la muestra se pudo definir que para los tres campos en la sección 8 1/2", un rango óptimo aceptable de densidad de fluido de perforación está dentro del orden de 9.2 (lbs/gal) a 9.5 (lbs/gal). Se puede apreciar una diferencia significativa en relación a los otros campos de la densidad de fluido de perforación aplicada en el

campo Sacha, lo que podría ser un indicativo de mayores presiones de formación en las zonas de interés de Sacha con respecto a Auca y Shushufindi.

Gráfica 4.46: Gráfica comparativa de densidades sección 8 1/2" campos Auca, Sacha y Shushufindi



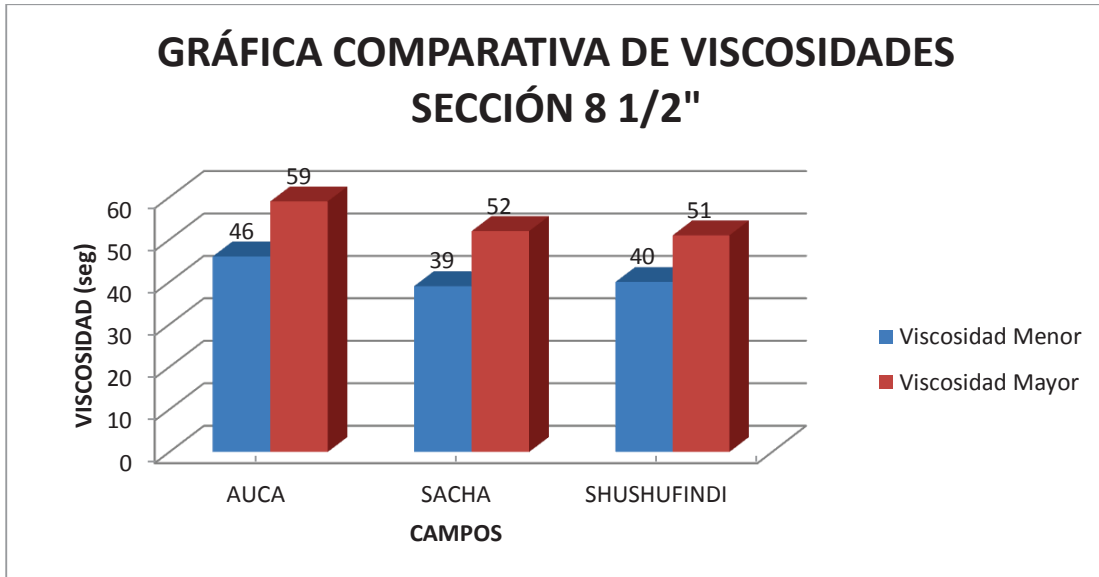
Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

En la Gráfica 4.47 se comparó la viscosidad de embudo de los fluidos de perforación utilizados en la sección 8 1/2" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi. Se nota una diferencia en el campo Auca al presentar un rango de viscosidades más altas que el de los campos Sacha y Shushufindi, indicativo de un aumento en el porcentaje del volumen sólidos. Se obtuvo que un rango óptimo aceptable de viscosidad de embudo para fabricar la sección 8 1/2" se encuentra dentro del orden de 42 (seg) a 54 (seg).

La Gráfica 4.48 muestra los valores mínimos y máximos de PV (viscosidad plástica) de los fluidos de perforación que se utilizaron durante la fabricación de la sección 8 1/2" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi, observándose una diferencia especialmente en el PV mayor de Sacha, con un incremento algo considerable. La muestra define que un rango óptimo aceptable de PV de fluido

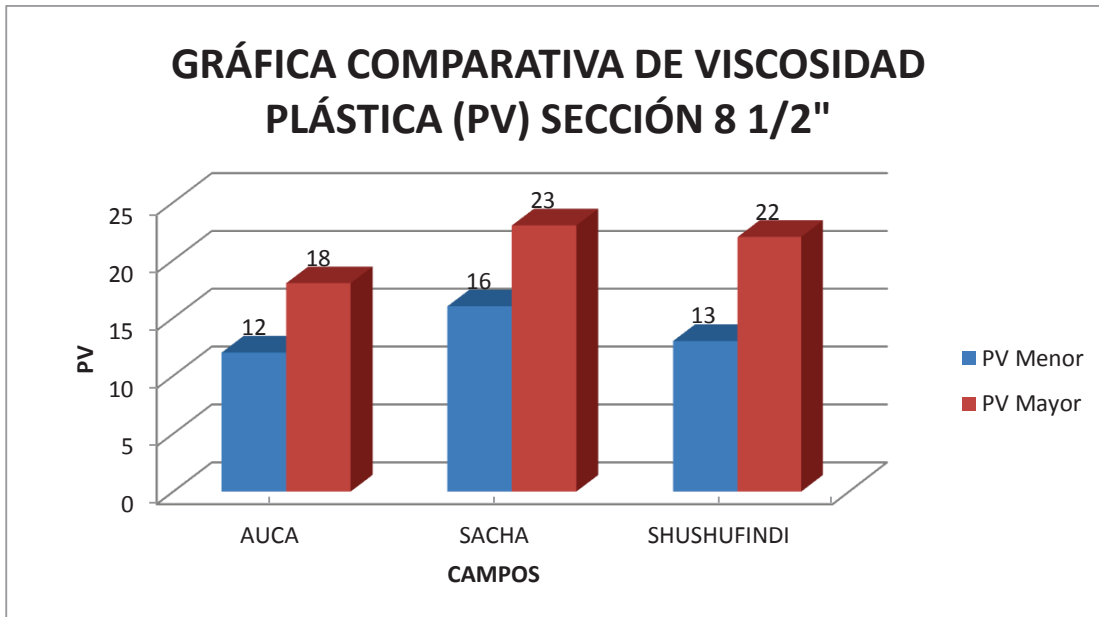
de perforación, está dentro del orden de 14 a 21 para la perforación de la sección 8 1/2" en los tres campos.

Gráfica 4.47: Gráfica comparativa de viscosidades sección 8 1/2" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

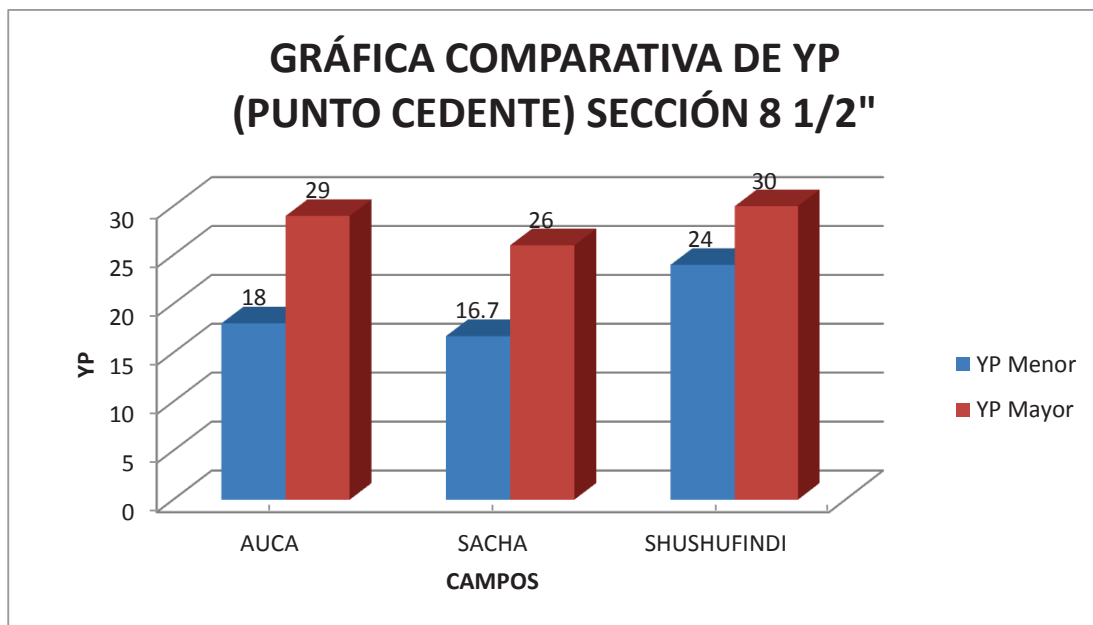
Gráfica 4.48: Gráfica comparativa de viscosidad plástica (PV) sección 8 1/2" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La Gráfica 4.49 muestra la variación de YP de los fluidos de perforación utilizados para la sección 8 1/2" en los campos Auca, Sacha y Shushufindi. A través de la muestra se concluyó que un rango óptimo aceptable de YP se encuentra dentro del orden de 20 a 28 para fabricar la sección 8 1/2" en los campos Auca, Sacha y Shushufindi. Se pudo evidenciar una diferencia significativa en cuanto al YP menor utilizado en el campo Shushufindi.

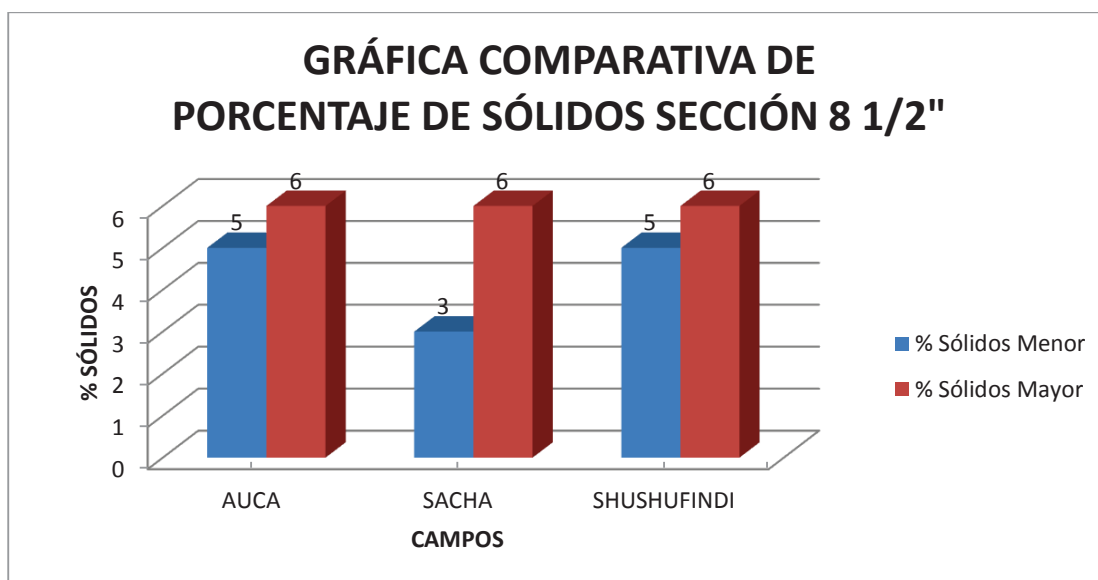
Gráfica 4.49: Gráfica comparativa de YP (punto cedente) sección 8 1/2" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La Gráfica 4.50 muestra la variación de porcentaje de sólidos del fluido de perforación utilizado durante la fabricación de la sección 8 1/2" en los campos Auca, Sacha y Shushufindi. Se definió el rango óptimo aceptable de 4% a 6% de porcentaje de sólidos de fluido de perforación, para la fabricación de la sección 8 1/2" en los campos Auca, Sacha y Shushufindi. Se pudo observar que el porcentaje de sólidos menor de fluidos de perforación para sección 8 1/2" de Sacha, es mucho menor que en el caso de Auca y Shushufindi.

Gráfica 4.50: Gráfica comparativa de porcentaje de sólidos sección 8 1/2" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.5. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE BROCAS

4.5.1. SECCIÓN 16"

4.5.1.1. Campo Auca

4.5.1.1.1. Brocas

De acuerdo con la información proporcionada en los reportes finales de perforación y tabulada en el ANEXO C1, se obtiene la Tabla 4.10 donde las brocas más utilizadas durante la sección de 16" del campo Auca son: las PDC en un 89%, mientras que las tricónicas son usadas en un 11%.

Tabla 4.10: Descripción de brocas utilizadas en la Sección 16" Campo Auca

CAMPO	SECCIÓN	BROCA	TIPO	% de uso	TFA
AUCA	16"	PDC	SDI519MHPX HCD604 HCD604 RR HCD605 HCD605S	89	0.813 - 1.037
		TRICÓNICA	GTX-CG1	11	0.785 - 0.790

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

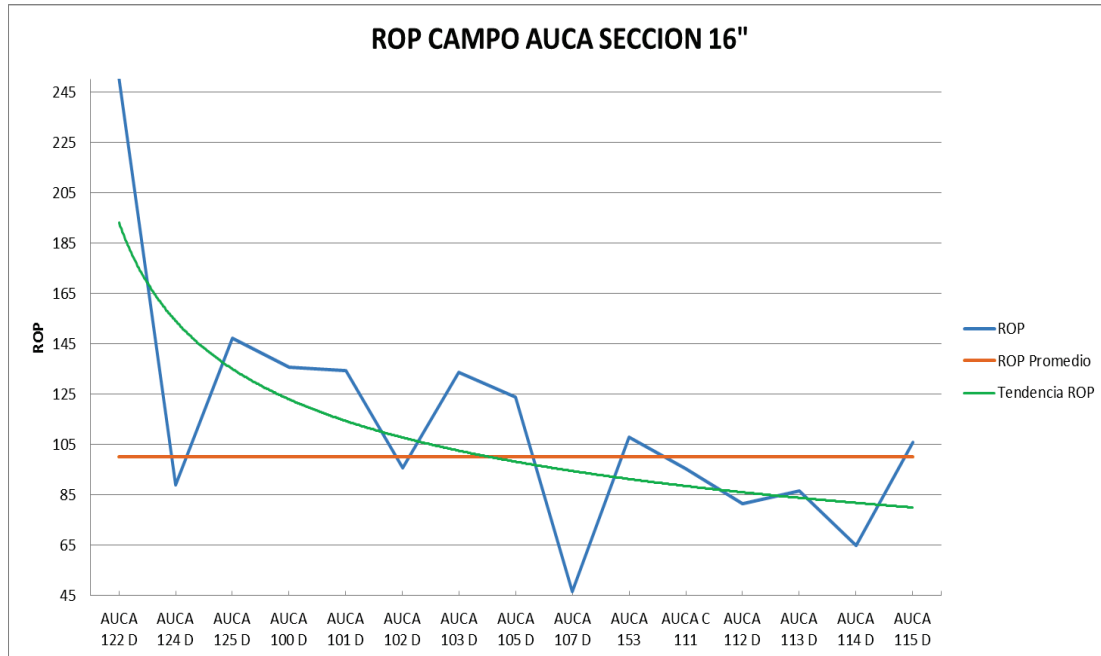
Parámetros de Perforación

En el estudio se analizaron los siguientes parámetros ROP, WOB, PSI, GPM Y RPM Total de los pozos correspondientes al campo Auca sección 16". La información necesaria fue obtenida de los reportes finales de perforación y tabulada en el ANEXO C1.

4.5.1.1.2. ROP

La Gráfica 4.51 describe el ROP promedio donde las líneas trazadas representan la variación de ROP de acuerdo a cada pozo, el ROP promedio y la tendencia.

Gráfica 4.51: Tendencia de la velocidad de penetración (ROP) Campo Auca sección 16"



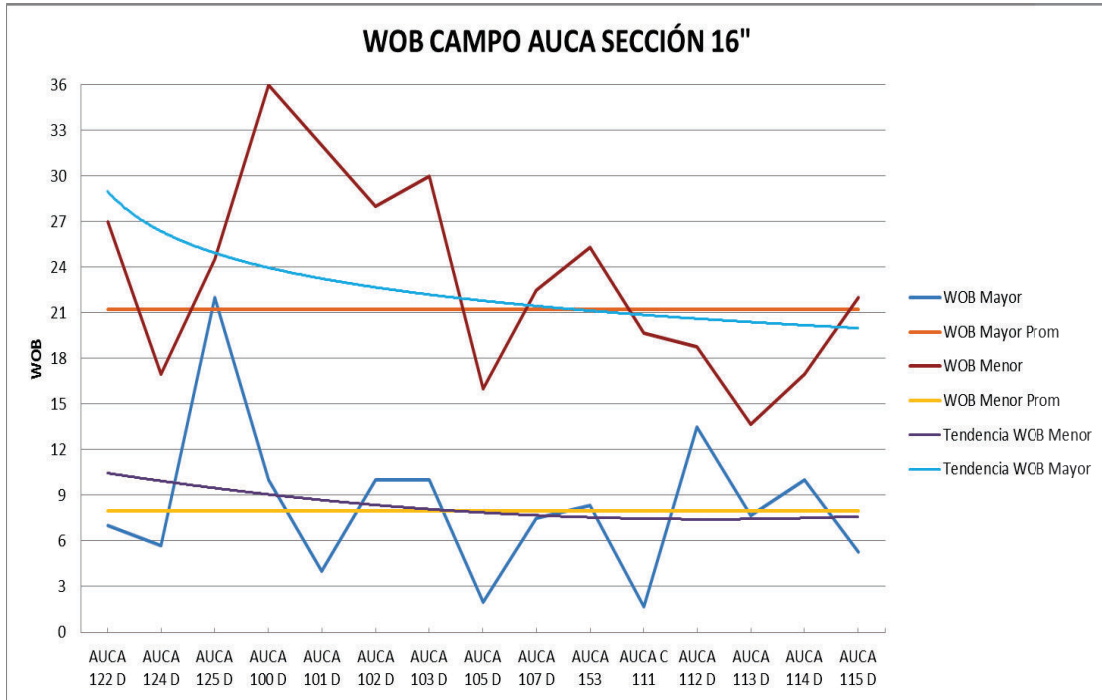
Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Se observa que el valor óptimo recomendable para el ROP en ésta sección es 100.22 (ft/hr), con una tendencia a aumentar hacia la parte Centro-Norte, mientras que existe una tendencia a disminuir hacia la parte Centro-Sur.

4.5.1.1.3. WOB

La Gráfica 4.52 muestra los valores máximos y mínimos de WOB utilizados para perforar la sección con sus respectivos promedios y tendencias de los diferentes pozos correspondientes al campo Auca.

Gráfica 4.52: Tendencia del peso aplicado sobre la broca (WOB) Campo Auca sección 16"



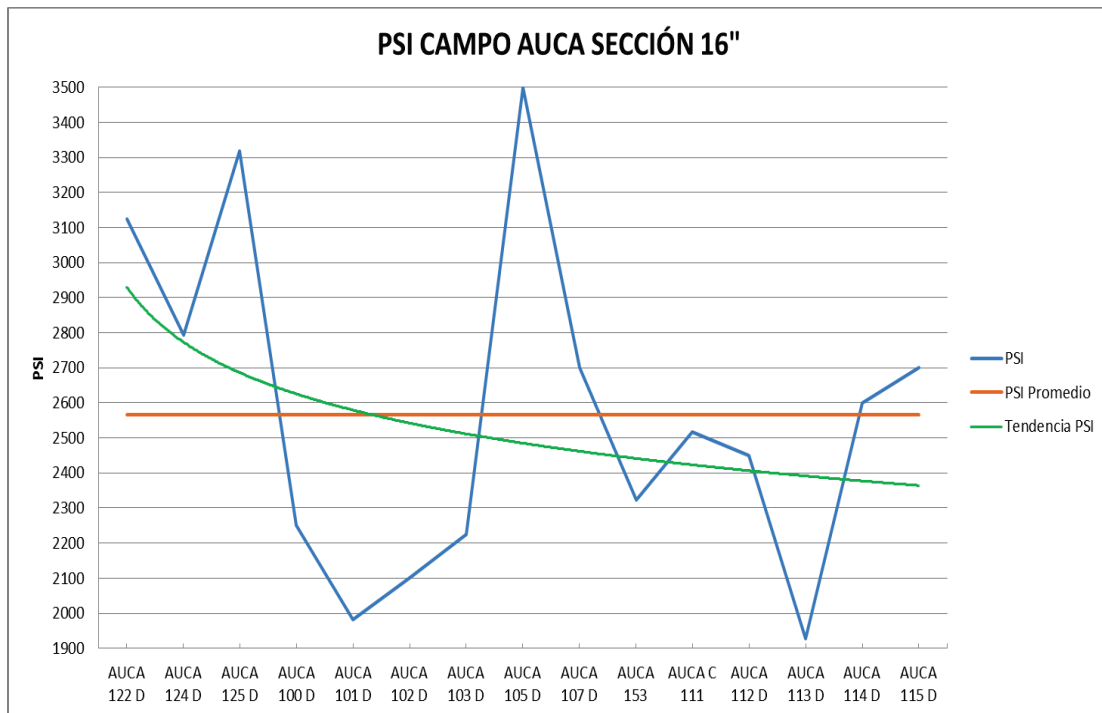
Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Se puede observar el WOB máximo en línea púrpura, con tendencia a aumentar mientras se dirige al Norte y con una tendencia a disminuir mientras se aproxima al Sur del campo teniendo como promedio un valor de 21.24 Klbs. Mientras que la línea azul muestra el WOB mínimo, tendiendo a aumentar hacia la parte Norte y una pequeña tendencia a disminuir hacia la parte el Sur; y mostrando un promedio cuyo valor es de 8.44 Klbs.

Se concluye que el rango aceptable de WOB está entre 8.44 y 21.24 Klbs para la perforación de la Sección 16" del Campo Auca.

4.5.1.1.4. PSI

La Gráfica 4.53 muestra los valores de presión utilizados para la perforación en esta sección de Auca con sus respectivos promedios y tendencias, donde se puede constatar que existe una tendencia a aumentar hacia la parte Norte, mientras que hacia la parte Sur disminuye, teniendo como valor promedio 2567 (psi) el cual lo podemos considerar como un valor adecuado.

Gráfica 4.53: Tendencia de presión (PSI) Campo Auca sección 16"

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.5.1.1.5. *GPM*

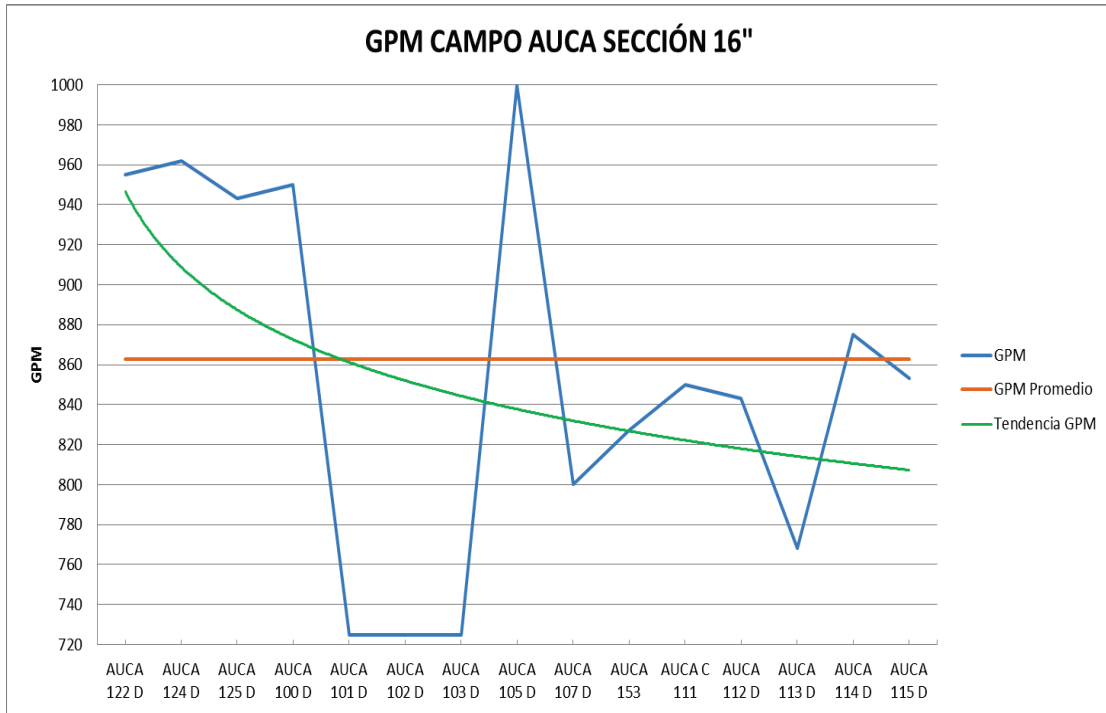
La Gráfica 4.54 muestra los GPM utilizados para perforar dicha sección de Auca con su respectivo promedio y tendencia, donde podemos ver una tendencia a disminuir hacia el Sur del campo (línea verde), con un valor promedio de 863 GPM, siendo éste un valor aceptable para la perforación en esta sección.

4.5.1.1.6. *RPM Total*

La Gráfica 4.55 muestra los valores de RPM total que se utilizaron para la perforación de esta sección en Auca con su respectivo promedio y tendencia.

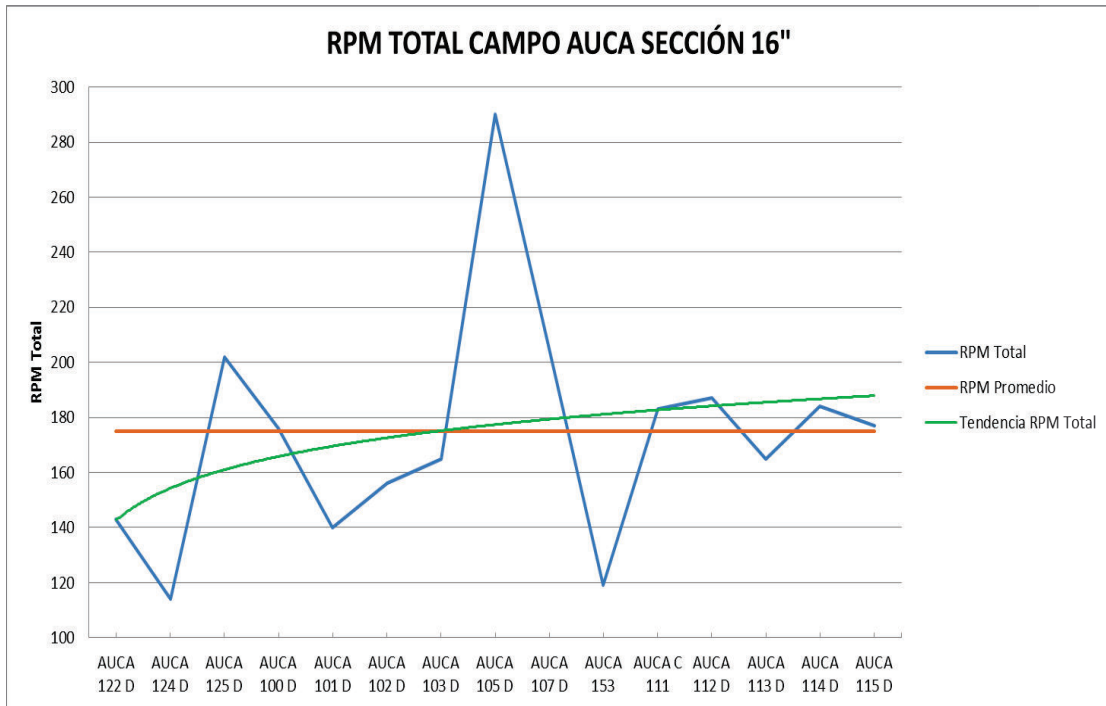
La línea azul muestra el RPM total cuya tendencia es disminuir ligeramente hacia la parte Sur. Su valor promedio de RPM total (línea anaranjada) es de 175, mismo que es considerado como un valor aceptable para esta sección.

Gráfica 4.54: Tendencia de galones por minuto (GPM) Campo Auca sección 16”



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Gráfica 4.55: Tendencia de revoluciones totales por minuto (RPM) Campo Auca sección 16”



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.5.1.1.7. Tabla de resultados

La Tabla 4.11 muestra los parámetros óptimos de brocas obtenidos para la sección 16" del campo Auca.

Tabla 4.11: Tabla de resultados de parámetros de brocas campo Auca sección 16"

TABLA DE VALORES PROMEDIO SECCIÓN 16"						
CAMPO	SECCIÓN	ROP PROMEDIO (ft/hr)	WOB (Klbs)	PSI	GPM	RPM TOTAL
AUCA	16"	100.22	8.44 - 21.24	2567	863	175

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.5.1.2. Campo Sacha

4.5.1.2.1. Brocas

De acuerdo con la información proporcionada en los reportes finales de perforación y tabulada en el ANEXO C2, se obtiene la tabla 4.12 donde las brocas más utilizadas durante la sección 16" del Campo Sacha son: las PDC en un 55%, mientras que las tricónicas son usadas en un 45%.

Tabla 4.12: Descripción de brocas utilizadas en la Sección 16" Campo Sacha

CAMPO	SECCIÓN	BROCA	TIPO	% de uso	TFA
SACHA	16"	PDC	SDI519MHPX	45	0.742 – 0.928
			HCD604		
HCD605					
HCD605S					
FX56s					
		TRICÓNICA	GTX-CG1	55	0.601 - 0.994
		XR+CPS			
		XR+C			
		XT1GSC			

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

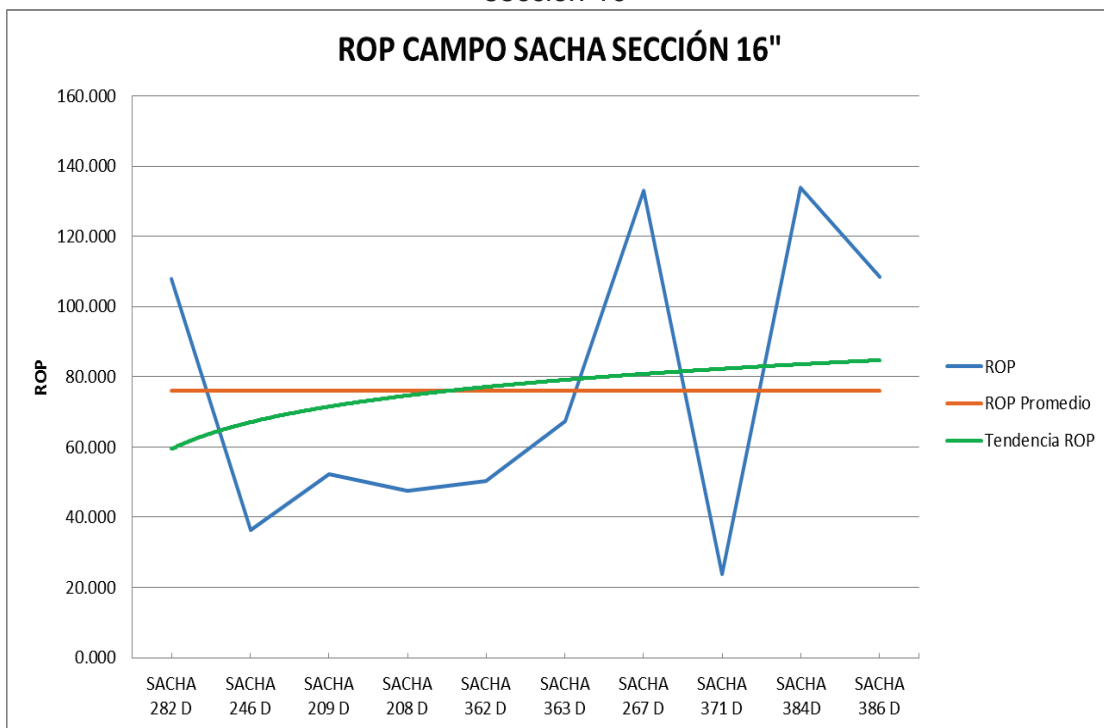
Parámetros de Perforación

En el estudio se analizaron los siguientes parámetros ROP, WOB, PSI, GPM Y RPM Total de los pozos correspondientes al campo Sacha sección 16". La información necesaria fue obtenida de los reportes finales de perforación y tabulada en el ANEXO C2.

4.5.1.2.2. ROP

La Gráfica 4.56 describe el ROP promedio donde las líneas trazadas representan la variación de ROP de acuerdo a cada pozo en Sacha, el ROP promedio y la tendencia.

Gráfica 4.56: Tendencia de la velocidad de penetración (ROP) Campo Sacha sección 16"

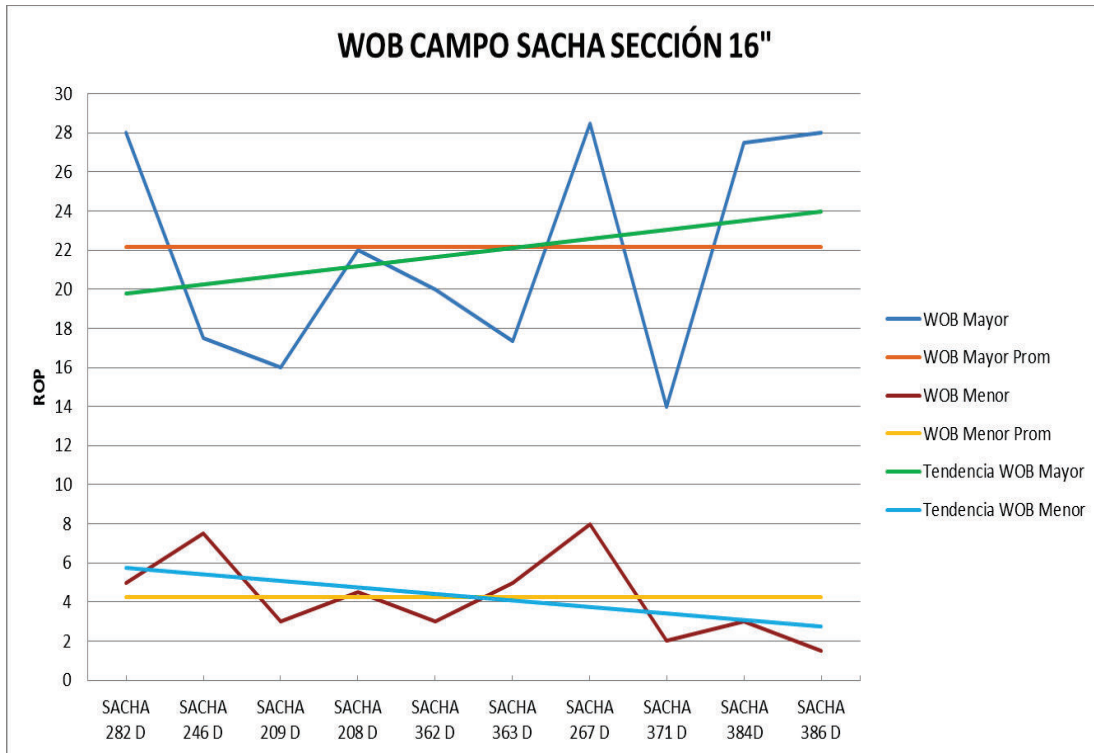


Se observa que el valor óptimo recomendable para el ROP en esta sección es 76.04 (ft/hr), con una ligera tendencia a disminuir hacia la parte Centro-Norte.

4.5.1.2.3. WOB

La Gráfica 4.57 muestra los valores máximos y mínimos de WOB utilizados para perforar la sección con sus respectivos promedios y tendencias de los diferentes pozos correspondientes al Campo Sacha.

Gráfica 4.57: Tendencia del peso aplicado sobre la broca (WOB) Campo Sacha sección 16"



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Se tiene como WOB máximo a la línea azul con tendencia a aumentar mientras se dirige al Sur del campo, teniendo como promedio un valor de 22.16 Klbs.

Mientras que la línea púrpura muestra el WOB mínimo, con una pequeña tendencia a disminuir hacia el Sur del campo y mostrando un promedio cuyo valor es de 4.25 Klbs.

Se concluye que el rango aceptable de WOB está entre 4.25 y 22.16 Klbs para la perforación de la Sección 16" del Campo Sacha.

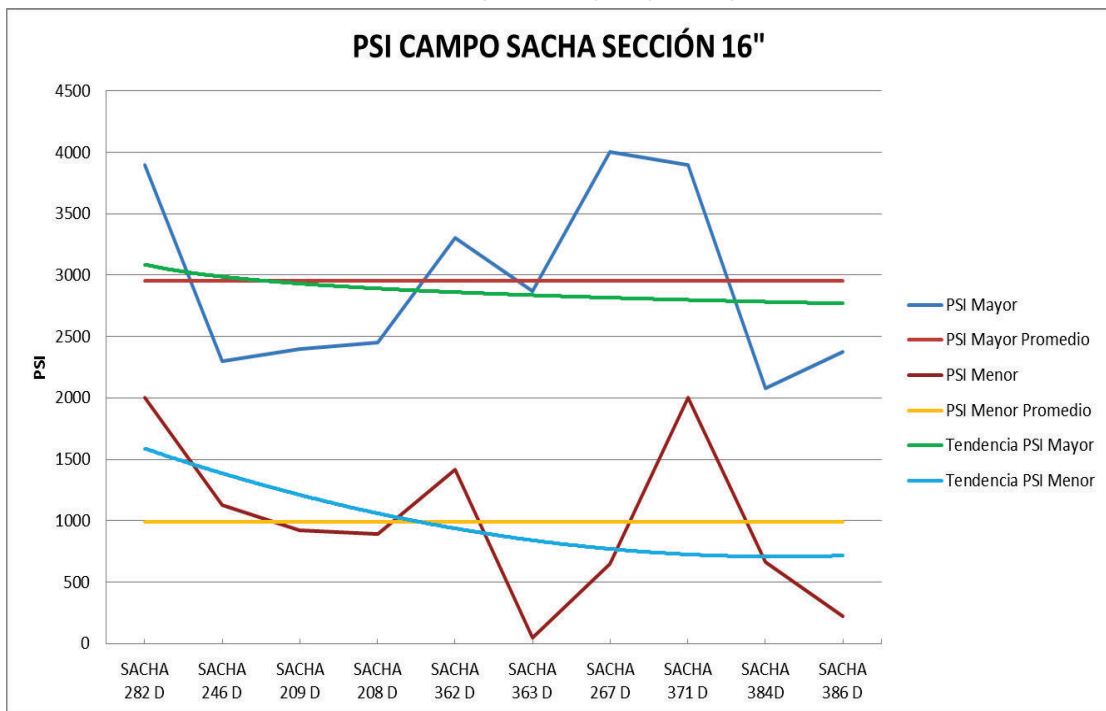
4.5.1.2.4. PSI

La Gráfica 4.58 presenta los valores máximos y mínimos de presión utilizados para la perforación en esta sección con sus respectivos promedios y tendencias.

Se tiene como presión máxima a la línea azul con tendencia a disminuir mientras se aproxima al Sur del campo teniendo como promedio un valor de 2957 (psi).

Mientras que la línea púrpura muestra la presión mínima, tendiendo a disminuir hacia la parte Sur del campo; y mostrando un promedio cuyo valor es de 1000 (psi).

Gráfica 4.58: Tendencia de presión (PSI) Campo Sacha sección 16"



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

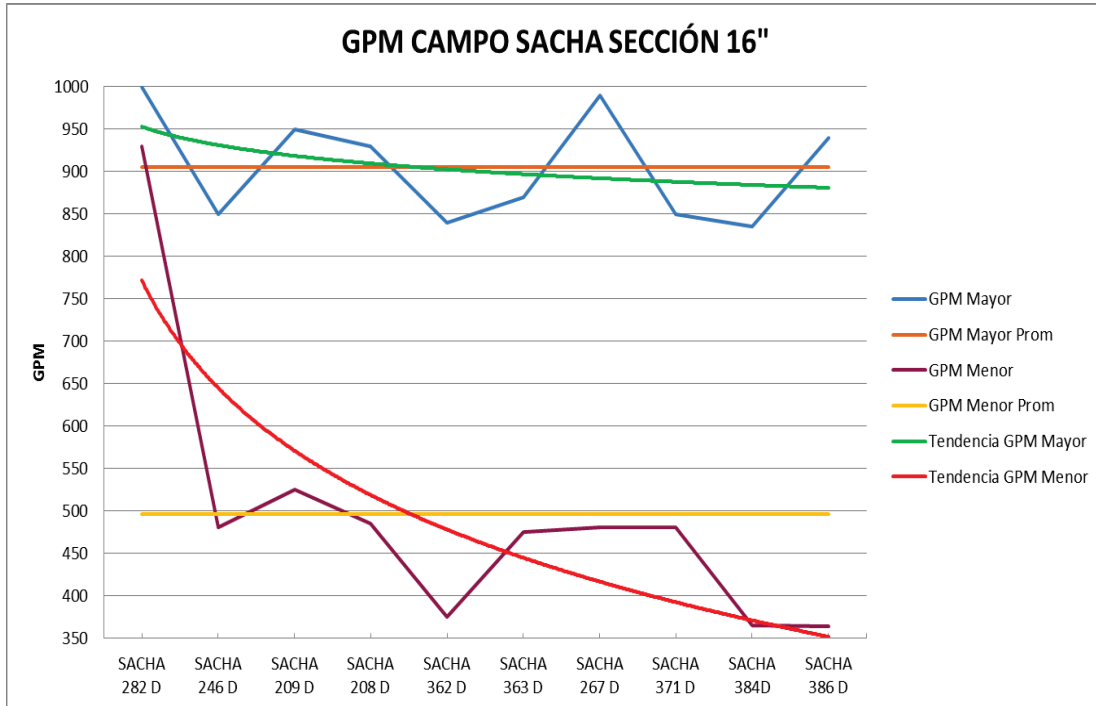
Se determina que el rango aceptable de presión está entre 1000 y 2957 (psi), para la perforación de la Sección 16" del Campo Sacha.

4.5.1.2.5. GPM

La Gráfica 4.59 muestra los valores máximos y mínimos de GPM utilizados para perforar en esta sección de Sacha, con sus respectivos promedios y tendencias. Mostrando el GPM máximo en línea azul, con tendencia es disminuir hacia el Sur

del campo y mostrar un incremento leve en la parte Norte del campo teniendo como promedio mínimo un valor de 906 GPM.

Gráfica 4.59: Tendencia de galones por minuto (GPM) Campo Sacha sección 16"



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Mientras que se muestra el GPM mínimo en línea púrpura cuya tendencia es disminuir hacia el Centro-Sur teniendo como promedio máximo 496 GPM. Se determina que un rango aceptable del galonaje para la perforación de la sección 16" de Sacha está dentro de 496 a 906 GPM.

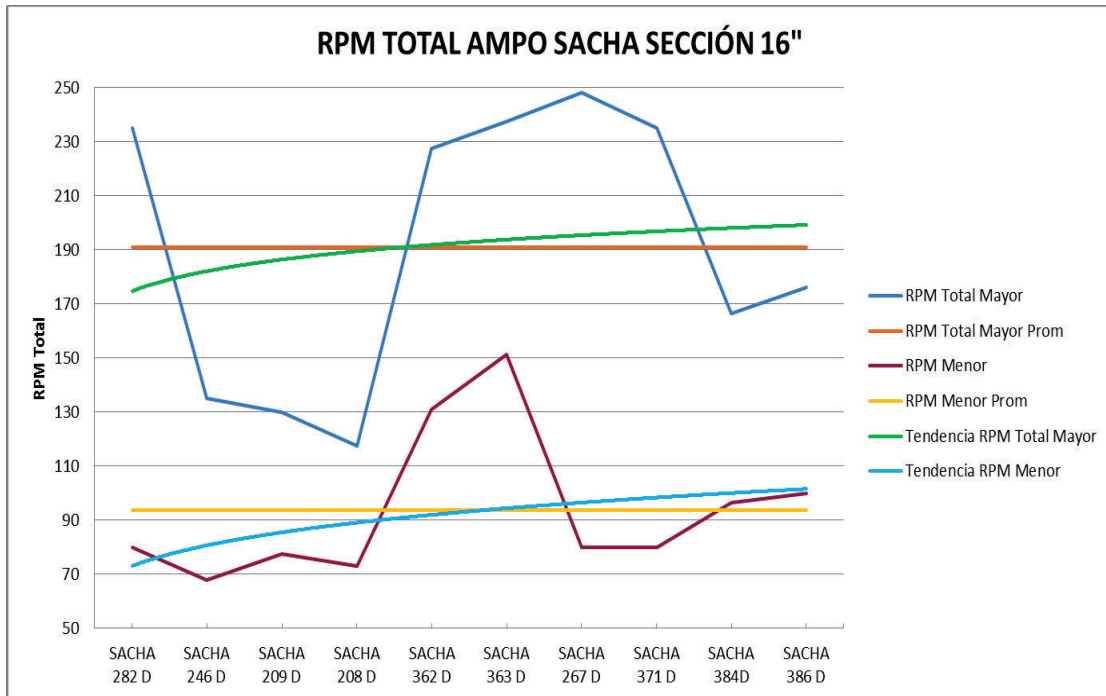
4.5.1.2.6. RPM Total

La Gráfica 4.60 muestra los valores máximos y mínimos de RPM total utilizados para la perforación de esta sección en Sacha con sus respectivos promedios y tendencias.

La línea azul muestra el RPM total máximo cuya tendencia es incrementar hacia la parte Sur del campo. Su valor promedio de RPM total (línea naranja) es de 190.78, mismo que es considerado como un valor aceptable para esta sección.

La línea púrpura muestra el RPM total mínimo mostrando un incremento hacia el Sur del campo, su valor promedio de RPM total (línea amarilla) es de 93,73 mismo que es considerado como un valor aceptable para esta sección.

Gráfica 4.60: Tendencia de las revoluciones por minuto (RPM) Campo Sacha sección 16"



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Se determina que un rango aceptable de RPM Total para la perforación de la sección 16" de Sacha está dentro de 93.73 a 190.78 GPM.

4.4.1.2.7. Tabla de resultados

La Tabla 4.13 muestra los parámetros óptimos de brocas obtenidos para la sección 16" del campo Sacha.

Tabla 4.13: Tabla de resultados de parámetros de brocas campo Sacha sección 16"

TABLA DE VALORES PROMEDIO SECCIÓN 16"						
CAMPO	SECCIÓN	ROP PROMEDIO (ft/hr)	WOB (Klbs)	PSI	GPM	RPM TOTAL
SACHA	16"	76.04	4.25 - 22.16	1000 - 2957	496 - 906	94 - 191

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.5.1.3. Campo Shushufindi

4.5.1.3.1. Brocas

De acuerdo con la información proporcionada en los reportes finales de perforación y tabulada en el ANEXO C3, se obtiene la Tabla 4.14 donde se puede ver que en su totalidad las brocas usadas para la perforación de esta sección son las PDC.

Tabla 4.14: Descripción de brocas utilizadas en la Sección 16" Campo Shushufindi

CAMPO	SECCIÓN	BROCA	TIPO	% de uso	TFA
SHUSHUFINDI	16"	PDC	SDI519MHPX	100	0.795 - 1.040
		TRICÓNICA	-----	0	-----

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Parámetros de Perforación

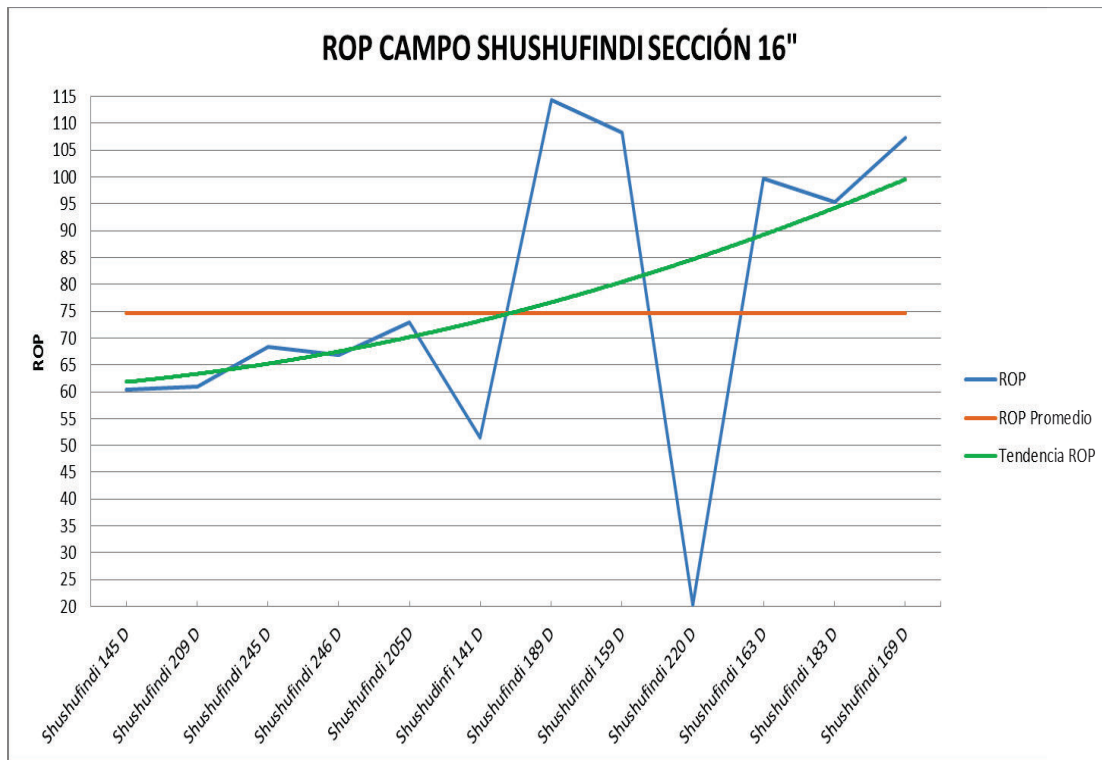
En el estudio se analizaron los siguientes parámetros ROP, WOB, PSI, GPM Y RPM Total de los pozos correspondientes al campo Shushufindi sección 16". La información necesaria fue obtenida de los reportes finales de perforación y tabulada en el ANEXO C3.

4.5.1.3.2. ROP

La Gráfica 4.61 describe el ROP promedio donde las líneas trazadas representan la variación de ROP de acuerdo a cada pozo y el ROP promedio en Shushufindi.

Se observa que un valor óptimo recomendable para el ROP en esta sección es 74.58 (ft/hr), con una notoria tendencia a incrementarse hacia la parte Centro-Sur, indicándonos que hay una mejor velocidad de penetración.

Gráfica 4.61: Tendencia de la velocidad de penetración (ROP) Campo Shushufindi sección 16"



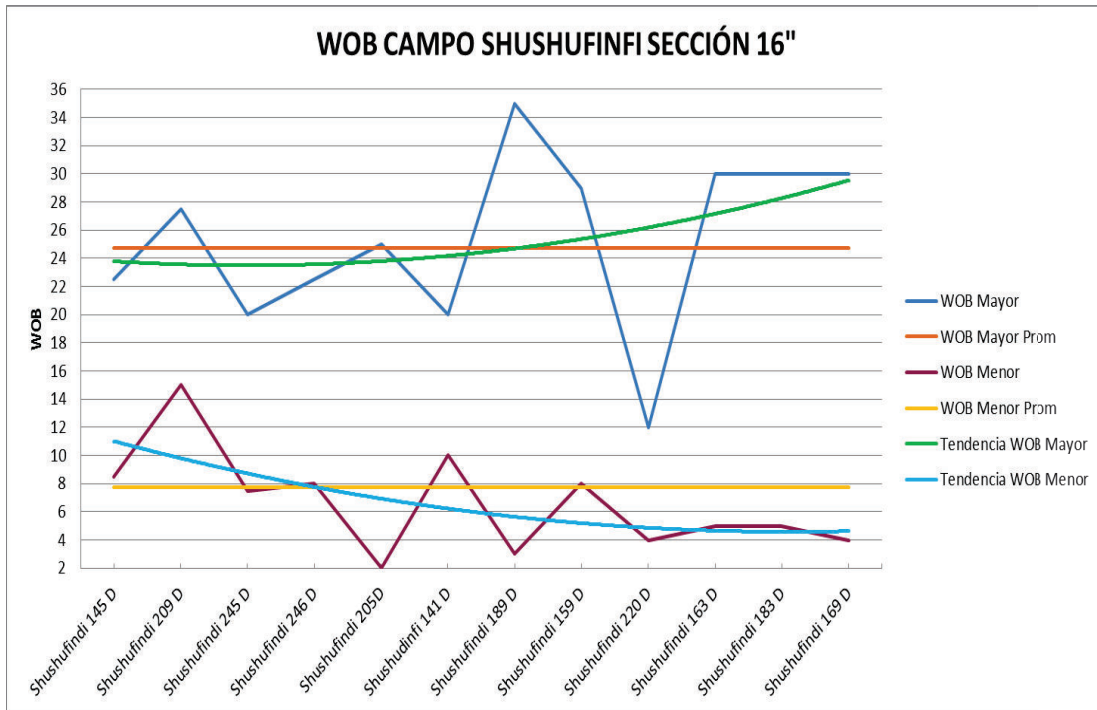
Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.5.1.3.3. *WOB*

La Gráfica 4.62 muestra los valores máximos y mínimos de WOB utilizados para perforar la sección con sus respectivos promedios y tendencias de los diferentes pozos correspondientes al Campo Shushufindi. Se tiene como WOB máximo a la línea azul con tendencia a aumentar mientras se aproxima a la parte Sur del campo teniendo como promedio un valor de 24.72 Klbs.

Mientras que la línea púrpura muestra el WOB mínimo, con una ligera tendencia a disminuir hacia el Sur del campo, mostrando un valor promedio de 7.76 Klbs. Se concluye que el rango aceptable de WOB está entre 7.76 y 24.72 Klbs para la perforación de la Sección 16" de Shushufindi.

Gráfica 4.62: Tendencia del peso aplicado sobre la broca (WOB) Campo Shushufindi sección 16"



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

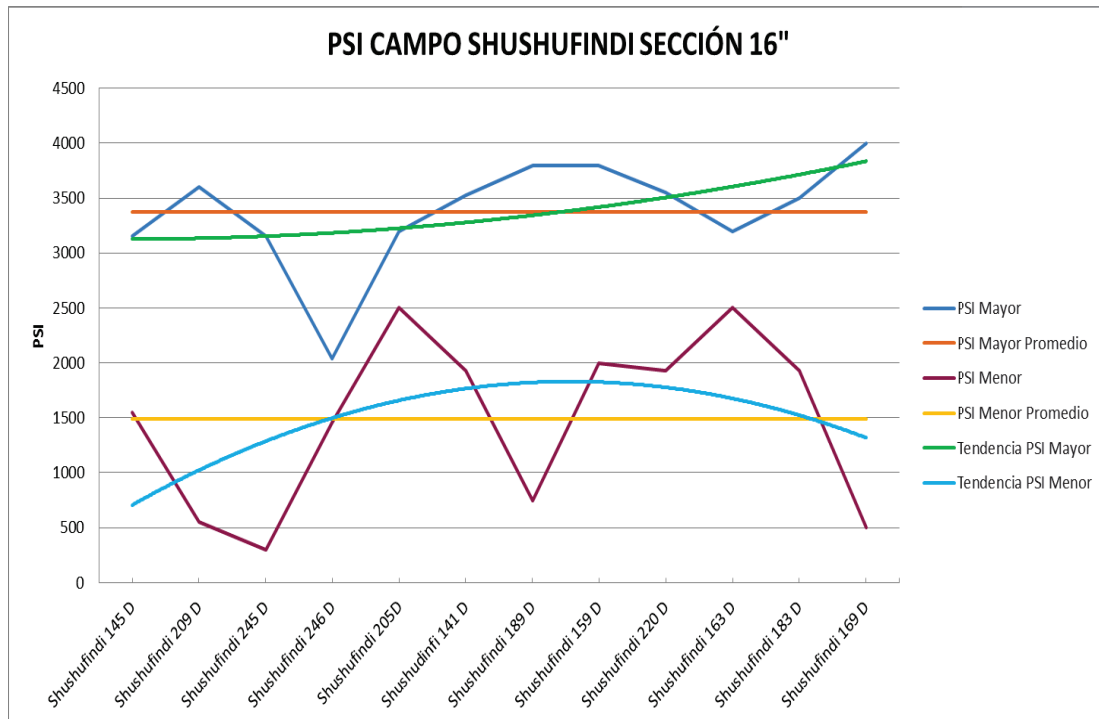
4.5.1.3.4. PSI

La Gráfica 4.63 presenta los valores máximos y mínimos de presión utilizados para la perforación en esta sección de Shushufindi con sus respectivos promedios y tendencias.

Se tiene como presión máxima a la línea azul con una ligera tendencia a aumentar mientras se aproxima al Sur del campo teniendo como promedio un valor de 3376 (psi).

Mientras que la línea púrpura muestra la presión mínima, tendiendo a aumentar hacia el Centro del campo y disminuir ligeramente hacia el Sur y Norte, mostrando un valor promedio de 1490 (psi).

Se determina que el rango aceptable de presión está entre 1490 y 3376 (psi), para la perforación de la Sección 16" de Shushufindi.

Gráfica 4.63: Tendencia de presión (PSI) Campo Shushufindi sección 16"

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.5.1.3.5. GPM

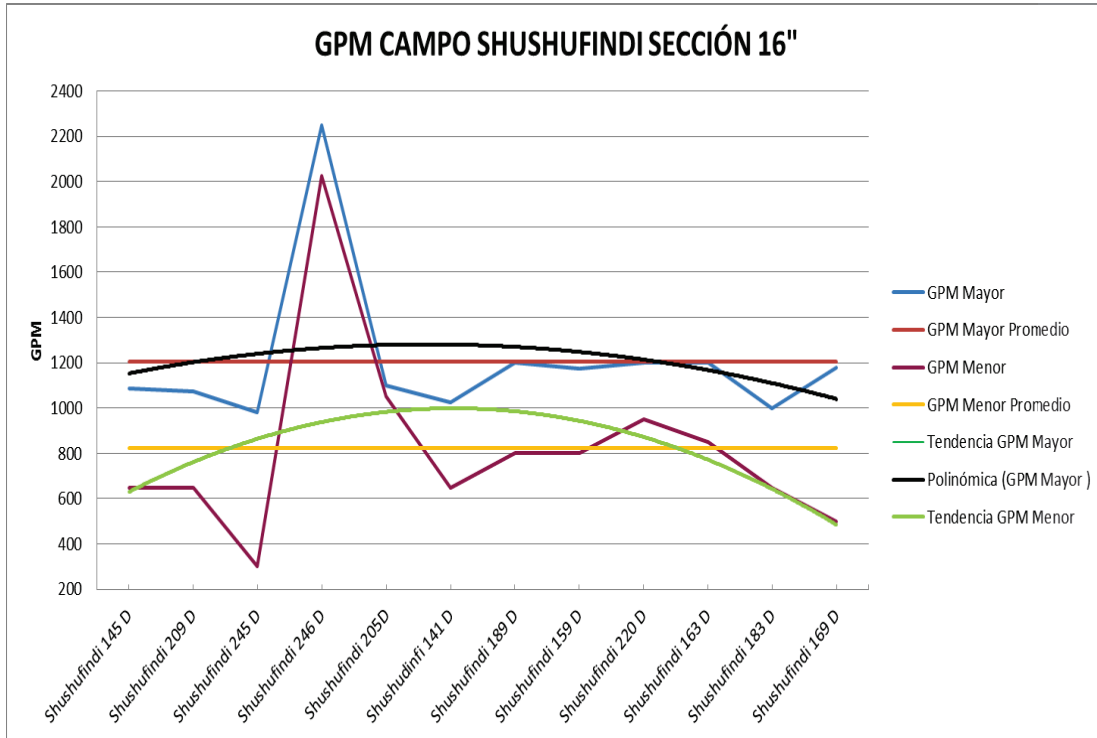
La Gráfica 4.64 muestra los valores máximos y mínimos de GPM utilizados para perforar en esta sección de Shushufindi, con sus respectivos promedios y tendencias.

Se muestra el GPM máximo en línea azul, con una ligera tendencia a aumentar hacia el centro-Norte del campo teniendo como promedio mínimo un valor de 1206 GPM.

El GPM mínimo se presenta en línea púrpura, mostrando un ligero incremento en la parte Centro-Norte del campo teniendo como promedio máximo 823 GPM.

Se determina que un rango aceptable del galonaje para la perforación de la sección 16" de Shushufindi está dentro de 823 a 1206 GPM.

Gráfica 4.64: Tendencia de galones por minuto (GPM) Campo Shushufindi sección 16"



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

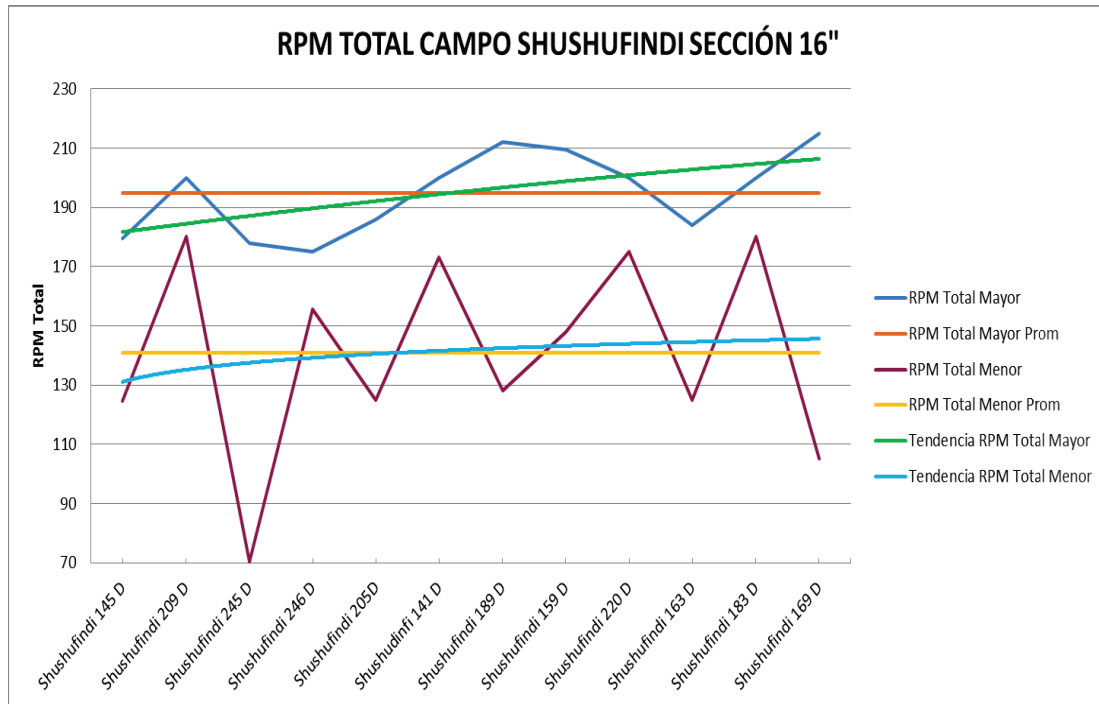
4.5.1.3.6. RPM Total

La Gráfica 4.65 muestra los valores máximos y mínimos de RPM total utilizados para la perforación de esta sección en Shushufindi con sus respectivos promedios y tendencias.

La línea azul muestra el RPM total máximo cuya tendencia es disminuir al Norte del campo y un ligero incremento hacia la parte Sur. Su valor promedio de RPM total (línea naranja) es de 195, mismo que es considerado como un valor aceptable para esta sección.

La línea púrpura muestra el RPM total mínimo con una ligera tendencia a aumentar hacia a la parte Sur del campo, su valor promedio de RPM total (línea amarilla) es de 141, mismo que es considerado como un valor aceptable para esta sección. Se determina que un rango aceptable de RPM total para la sección 16" de Shushufindi está entre 141 y 195 RPM.

Gráfica 4.65: Tendencia de las revoluciones por minuto (RPM) Campo Shushufindi sección 16"



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.5.1.3.7. Tabla de resultados

La Tabla 4.15 muestra los parámetros óptimos de brocas obtenidos para la sección 16" del campo Shushufindi.

Tabla 4.15: Tabla de resultados de parámetros de Brocas campo Shushufindi sección 16"

CAMPO	SECCIÓN	ROP PROMEDIO (ft/hr)	WOB (KIbs)	PSI	GPM	RPM TOTAL
SHUSHUFINDI	16"	74.58	7.8 - 24.7	1490 - 3376	823 - 1206	141 - 195

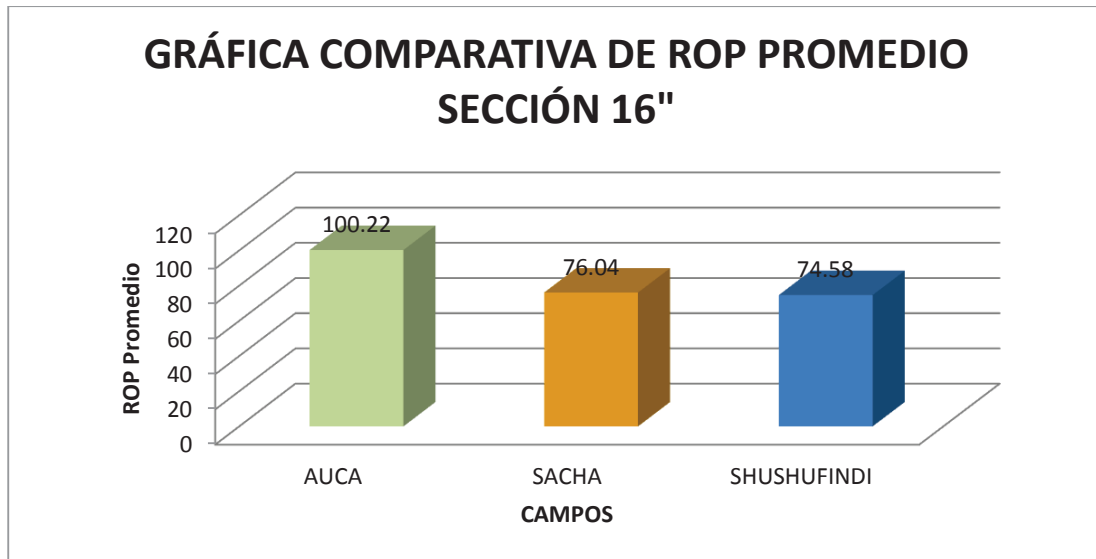
Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.5.1.4. Análisis comparativo sección 16"

En la Gráfica 4.66 se comparó el ROP (rata de penetración de la broca) promedio utilizado en la sección 16" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi, obteniéndose un rango óptimo aceptable de ROP promedio de 74.58 (ft/hr) a 100.22 (ft/hr), donde se nota que el campo Auca presenta mayor ROP en

comparación con Sacha y Shushufindi, concluyendo que en dicho campo existe una mayor facilidad para perforar o que no se presentaron problemas de alta complejidad en el proceso de perforación.

Gráfica 4.66: Gráfica comparativa del ROP promedio sección 16" campos Auca, Sacha y Shushufindi

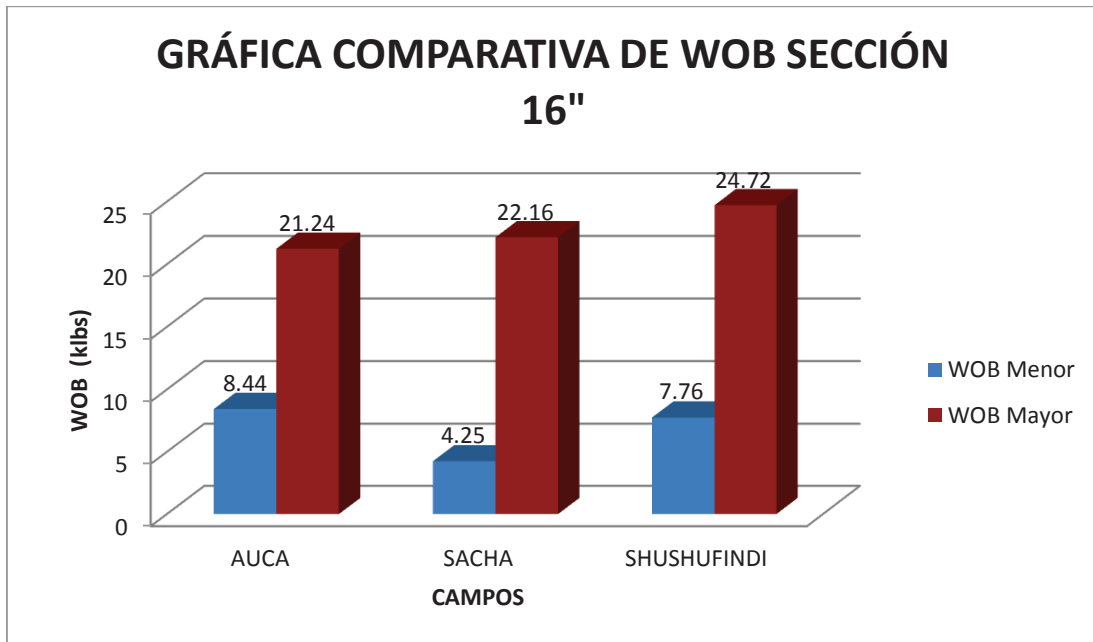


Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La Gráfica 4.67 muestra los valores mínimos y máximos de WOB (peso sobre la broca) requeridos en la sección 16" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi, observándose una pequeña diferencia en el WOB mayor de Shushufindi, donde el aumento en el peso se debe a la presencia de conglomerados. La muestra define que un rango óptimo aceptable de WOB se encuentra entre 4.25 klbs hasta 24.72 klbs.

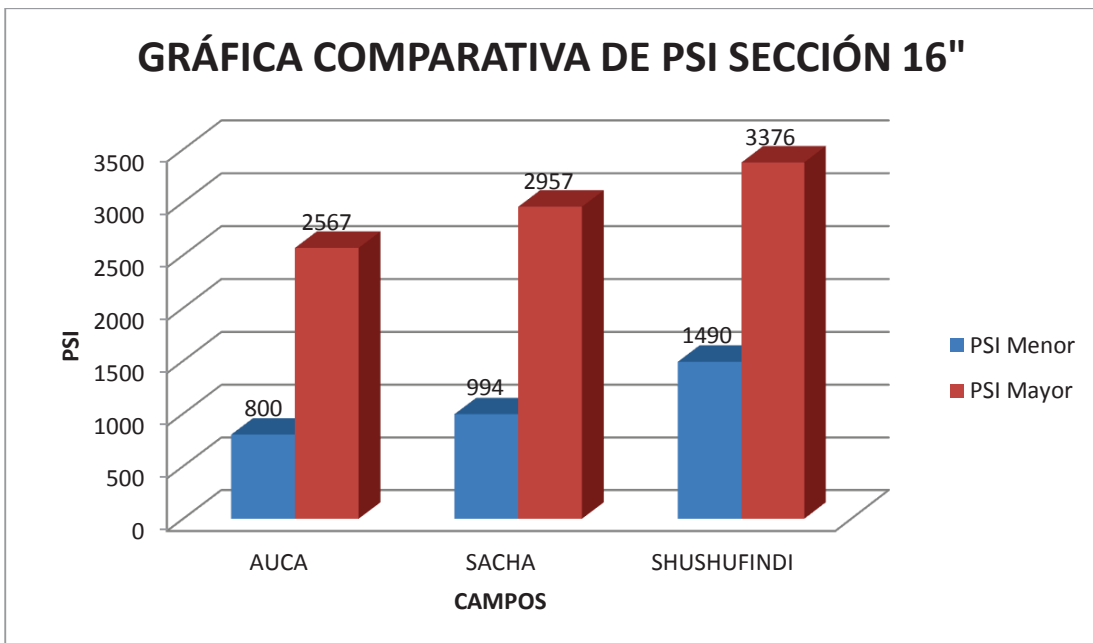
La Gráfica 4.68 muestra los valores mínimos y máximos de presión requeridos en la sección 16" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi, observándose una pequeña diferencia en la presión mayor de Shushufindi, en concordancia con el aumento de WOB. La muestra define que un rango óptimo aceptable de PSI se encuentra entre 800 (psi) hasta 3376 (psi).

Gráfica 4.67: Gráfica comparativa del WOB promedio sección 16" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

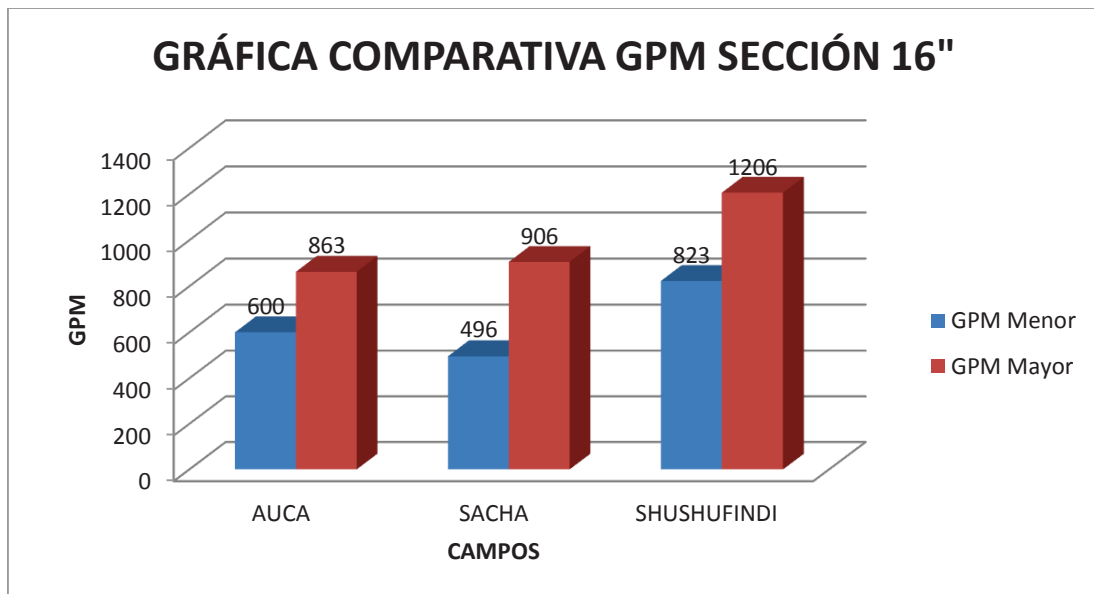
Gráfica 4.68: Gráfica comparativa de PSI promedio sección 16" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La Gráfica 4.69 muestra los valores mínimos y máximos de GPM (galonaje) requeridos en la sección 16" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi, observándose que en Shushufindi se requiere de un mayor galonaje. La muestra define que un rango óptimo aceptable de GPM se encuentra dentro de 495.9 hasta 1206.

Gráfica 4.69: Gráfica comparativa de GPM promedio sección 16" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La Gráfica 4.70 muestra los valores mínimos y máximos de RPM Total requeridos en la sección 16" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi, observándose que no existe una diferencia significativa. La muestra define que un rango óptimo aceptable de RPM Total se encuentra de los 93.73 hasta 195.

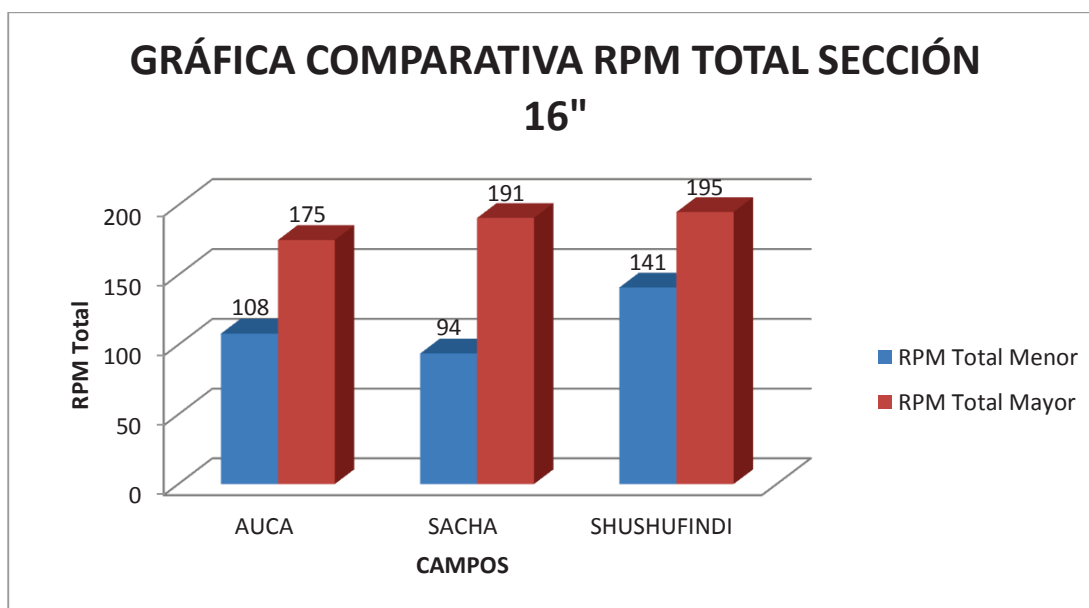
La Tabla 4.16 muestra los resultados obtenidos del análisis comparativo para la sección 16" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi.

Tabla 4.16: Tabla de valores promedio parámetros de Brocas campos Auca, Sacha y Shushufindi sección 16"

SECCIÓN	ROP PROMEDIO (ft/hr)	WOB (Klbs)	PSI	GPM	RPM TOTAL
16"	74.58 - 100.22	4.25 - 24.72	800 - 3376	495.9 - 1206	93.73 - 195

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Gráfica 4.70: Gráfica comparativa de RPM Total sección 16" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.1. SECCIÓN 12 1/4"

4.4.1.4. Campo Auca

4.4.1.4.1. Brocas

De acuerdo con la información proporcionada en los reportes finales de perforación y tabulada en el ANEXO C1, se obtiene la Tabla 4.17 donde las brocas más utilizadas durante la sección de 12 1/4" del Campo Auca son: las PDC en un 94%, mientras que las tricónicas son usadas en un 6%.

Tabla 4.17: Descripción de brocas utilizadas en la Sección 12 1/4" Campo Auca

CAMPO	SECCIÓN	BROCA	TIPO	% de uso	TFA
AUCA	12 1/4"	PDC	SDI519MHPX HCD604 HCD604 RR HCD605 HCD605S	94	0.850 - 1.370
		TRICÓNICA	GTX-CG1	6	1.010 – 1.330

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.1.4.2. Tabla de resultados

La Tabla 4.18 presenta los parámetros óptimos de brocas obtenidos para la sección 12 1/4" del campo Auca.

Tabla 4.18: Tabla de resultados de parámetros de Brocas campo Auca sección 12 1/4"

CAMPO	SECCIÓN	ROP PROMEDIO (ft/hr)	WOB (Klbs)	PSI	GPM	RPM TOTAL
AUCA	12 1/4"	35.09	9 - 27.71	3370	832	194

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.1.5. Campo Sacha

4.4.1.5.1. Brocas

De acuerdo con la información proporcionada en los reportes finales de perforación y tabulada en el ANEXO C2, se obtiene la Tabla 4.19 donde las brocas más utilizadas durante la sección de 12 1/4" del Campo Sacha son: las PDC en un 84%, mientras que las tricónicas son usadas en un 16%.

Tabla 4.19: Descripción de brocas utilizadas en la Sección 12 1/4" Campo Sacha

CAMPO	SECCIÓN	BROCA	TIPO	% de uso	TFA
SACHA	12 1/4"	PDC	MSi519HSBPXX MSi519LMHSBPXX TD605SX QD604X HCD605	84	0.733 - 1.141
			TRICÓNICA	MXL-20 GF10BODVCPS	16

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.1.5.2. Tabla de resultados

La Tabla 4.20 muestra los parámetros óptimos de brocas obtenidos para la sección 12 1/4" del campo Sacha.

Tabla 4.20: Tabla de resultados de parámetros de brocas campo Sacha
sección 12 1/4"

CAMPO	SECCIÓN	ROP PROMEDIO (ft/hr)	WOB (Klbs)	PSI	GPM	RPM TOTAL
SACHA	12 1/4"	42.46	7.62 - 30.94	2795 - 3610	653 - 850	160 - 225

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.1.6. Campo Shushufindi

4.4.1.6.1. Brocas

De acuerdo con la información proporcionada en los reportes finales de perforación y tabulada en el ANEXO C3, se obtiene la tabla 4.21 donde las brocas más utilizadas durante la sección 12 1/4" de Shushufindi son las PDC en un 100%.

Tabla 4.21: Descripción de brocas utilizadas en la Sección 12 1/4" Campo
Shushufindi

CAMPO	SECCIÓN	BROCA	TIPO	% de uso	TFA
SHUSHUFINDI	12 1/4"	PDC	SDI519MHPX	100	0.922 - 1.040
		TRICÓNICA	-----	-----	-----

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.1.6.2. Tabla de resultados

La Tabla 4.22 que se muestra a continuación, presenta los parámetros óptimos de brocas obtenidos para la sección 12 1/4" del campo Shushufindi.

Tabla 4.22: Tabla de resultados de parámetros de brocas campo Shushufindi
sección 12 1/4"

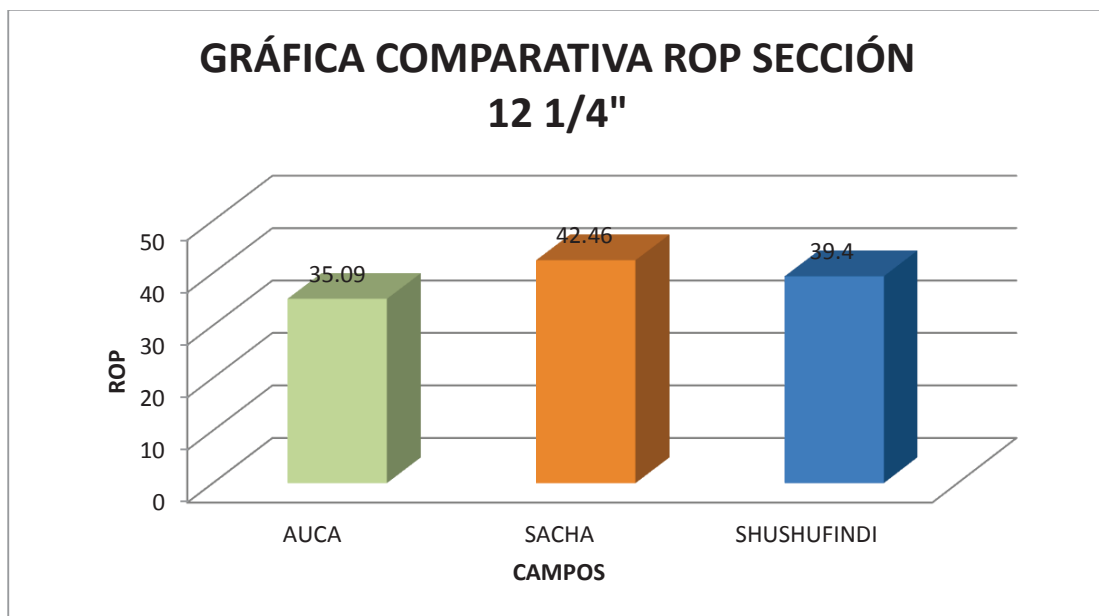
CAMPO	SECCIÓN	ROP PROMEDIO (ft/hr)	WOB (Klbs)	PSI	GPM	RPM TOTAL
SHUSHUFINDI	12 1/4"	39.4	9.55 - 27.3	2301 - 3344	709 - 919	130 - 203

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.1.7. Análisis comparativo sección 12 1/4"

En la Gráfica 4.71 se comparó el ROP (rata de penetración de la broca) promedio utilizado en la sección 12 1/4" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi, obteniéndose un rango óptimo aceptable de ROP promedio de 35.09 (ft/hr) a 42.46 (ft/hr), donde se nota que no existe una diferencia significativa entre los campos y que Sacha posee el mayor valor de ROP.

Gráfica 4.71: Gráfica comparativa del ROP promedio sección 12 1/4" campos Auca, Sacha y Shushufindi

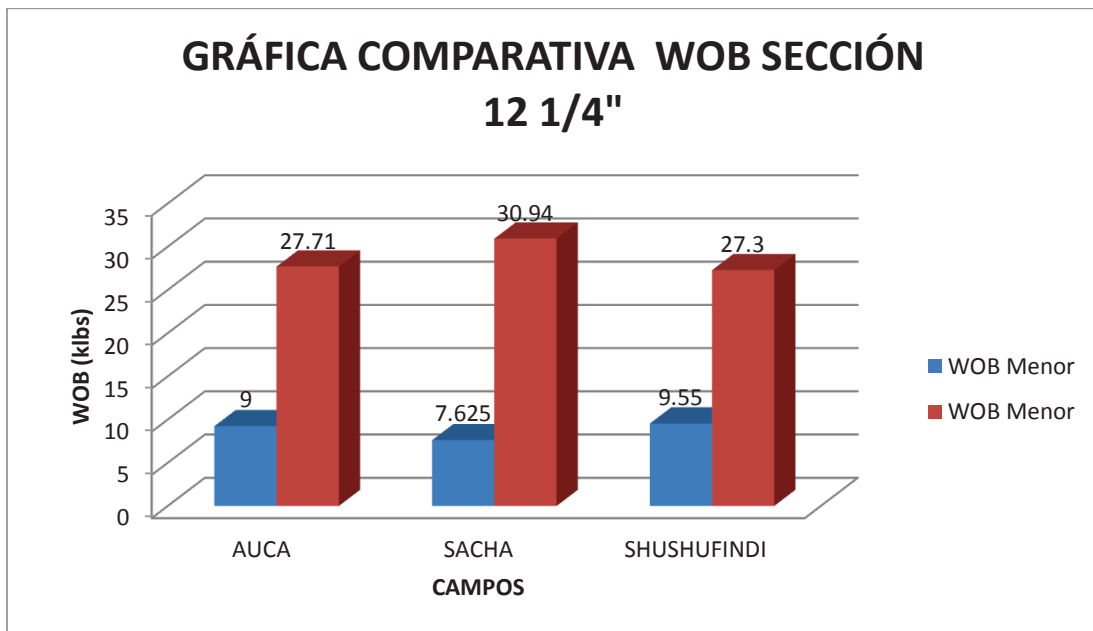


Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La Gráfica 4.72 muestra los valores mínimos y máximos de WOB (peso sobre la broca) requeridos en la sección 12 1/4" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi, observándose una pequeña diferencia en el WOB mayor de Sacha. La muestra define que un rango óptimo aceptable de WOB de 8 klbs hasta 30.94 klbs.

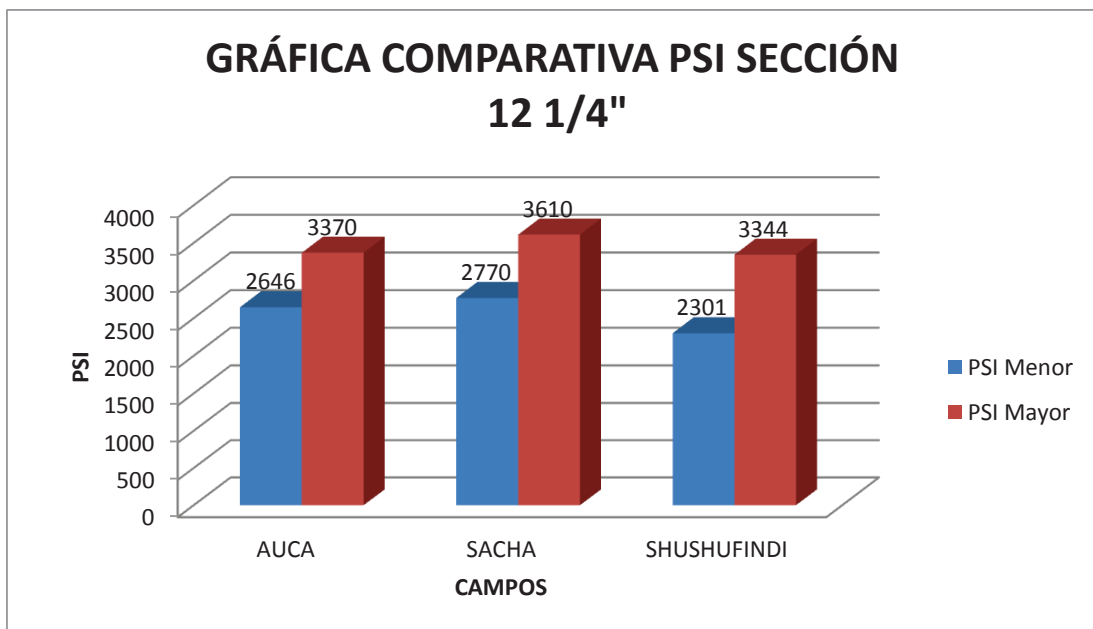
La Gráfica 4.73 muestra los valores mínimos y máximos de presión requeridos en la sección 12 1/4" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi, observándose una pequeña diferencia en la presión mayor de Sacha, en concordancia con el aumento de WOB. La muestra define que un rango óptimo aceptable de PSI se encuentra entre 2301 (psi) hasta 3610 (psi).

Gráfica 4.72: Gráfica comparativa de WOB promedio sección 12 1/4" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

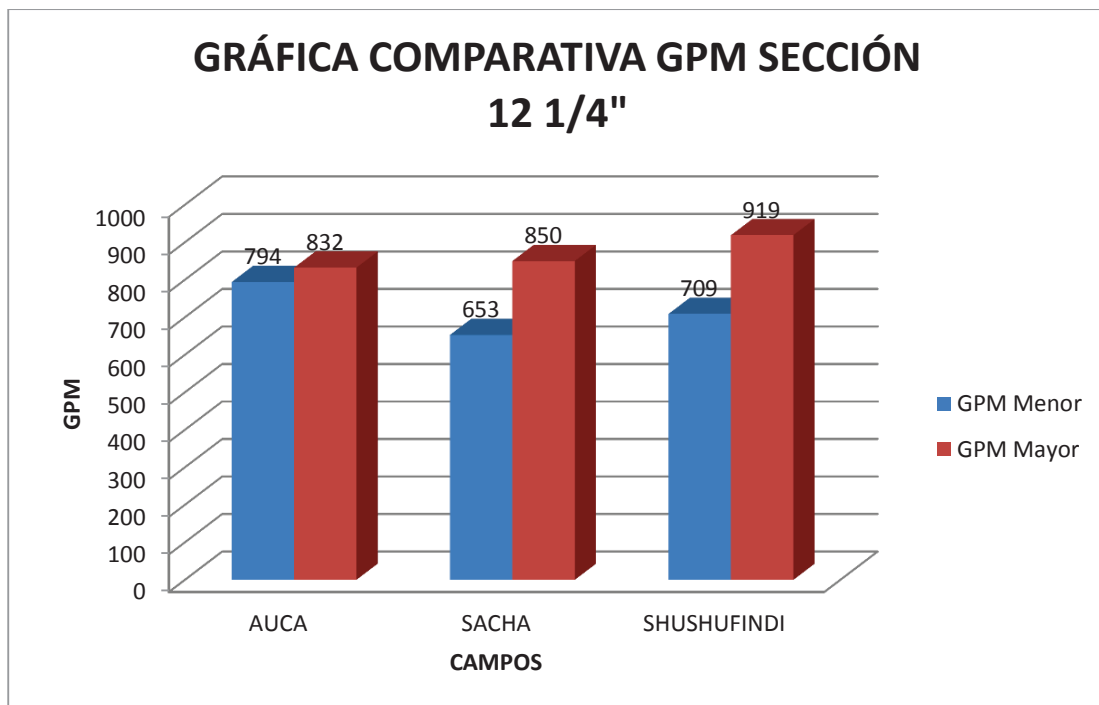
Gráfica 4.73: Gráfica comparativa de PSI promedio sección 12 1/4" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La Gráfica 4.74 muestra los valores mínimos y máximos de GPM (galonaje) requeridos en la sección 12 1/4" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi, observándose que en Shushufindi se requiere de un mayor galonaje. La muestra define que un rango óptimo aceptable de GPM que va desde 653 hasta 919.

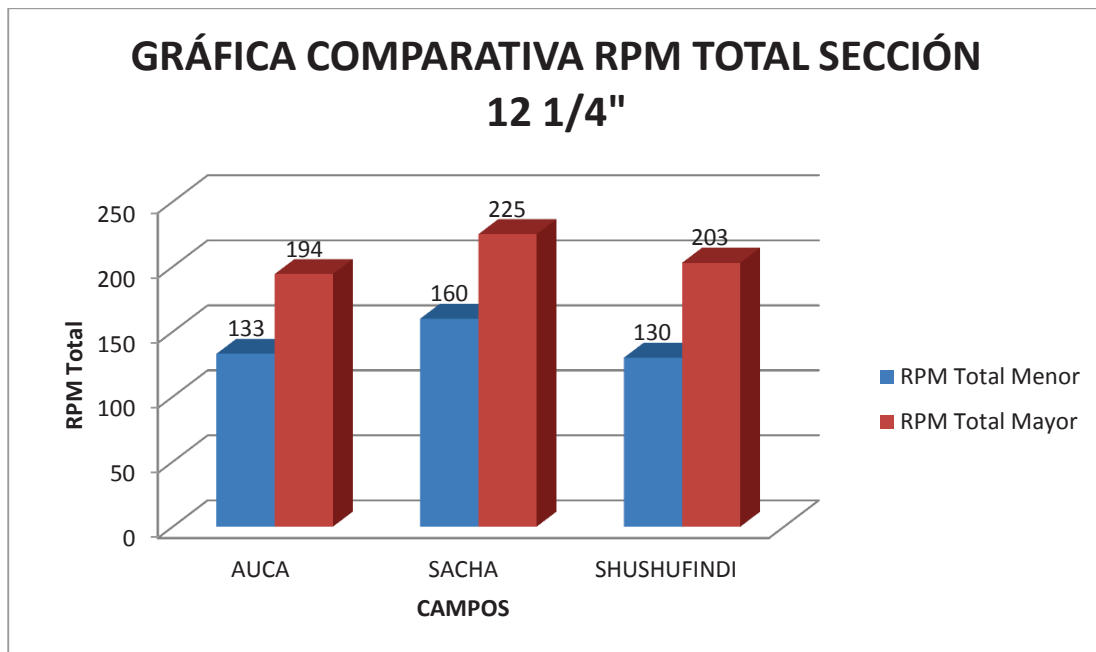
Gráfica 4.74: Gráfica comparativa de GPM promedio sección 12 1/4" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La Gráfica 4.75 muestra los valores mínimos y máximos de RPM Total requeridos en la sección 12 1/4" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi, observándose que no existe una diferencia significativa. La muestra define que un rango óptimo aceptable de RPM Total se encuentra dentro de 130 hasta 225.

Gráfica 4.75: Gráfica comparativa de RPM Total sección 12 1/4" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.2. SECCIÓN 8 1/2"

4.4.2.4. Campo Auca

4.4.3.1.1. Brocas

De acuerdo con la información proporcionada en los reportes finales de perforación y tabulada en el ANEXO C1, se obtiene la Tabla 4.23 donde las brocas más utilizadas durante la sección 8 1/2" de Auca en su totalidad son PDC.

Tabla 4.23: Descripción de brocas utilizadas en la Sección 8 1/2" Campo Auca

CAMPO	SECCIÓN	BROCA	TIPO	% de uso	TFA
AUCA	8 1/2"	PDC	MSI616MUBPXX JH2155	100	0.761 – 0.78
		TRICÓNICA	-----	-----	-----

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.3.1.2. Tabla de resultados

La Tabla 4.24 presenta los parámetros óptimos de brocas obtenidos para la sección 8 1/2" del campo Auca.

Tabla 4.24: Tabla de resultados de parámetros de brocas campo Auca sección 8 1/2"

CAMPO	SECCIÓN	ROP PROMEDIO (ft/hr)	WOB (Klbs)	PSI	GPM	RPM TOTAL
AUCA	8 1/2"	37	8.5 - 19.4	2040	405	179

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.3.2. Campo Sacha

4.4.3.2.1. Brocas

De acuerdo con la información proporcionada en los reportes finales de perforación y tabulada en el ANEXO C2, se obtiene la Tabla 4.25 donde las brocas más utilizadas durante la sección 8 1/2" de Sacha en su totalidad son PDC.

Tabla 4.25: Descripción de brocas utilizadas en la Sección 8 1/2" Campo Sacha

CAMPO	SECCIÓN	BROCA	TIPO	% de uso	TFA
SACHA	8 1/2"	PDC	MSI616MUBPXX MSI616UPX HCM506Z LC-104	100	0.557 – 0.778
		TRICÓNICA	-----	-----	-----

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.3.2.2. Tabla de resultados

La Tabla 4.26 muestra los parámetros óptimos de brocas obtenidos para la sección 8 1/2" del campo Sacha.

Tabla 4.26: Tabla de resultados parámetros de brocas campo Sacha sección 8 1/2"

CAMPO	SECCIÓN	ROP PROMEDIO (ft/hr)	WOB (Klbs)	PSI	GPM	RPM TOTAL
SACHA	8 1/2"	43.34	7.2 - 22.23	1843 - 2575	391 - 526	159 - 203

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.3.3. Campo Shushufindi

4.4.3.3.1. Brocas

De acuerdo con la información proporcionada en los reportes finales de perforación y tabulada en el ANEXO C3, se obtiene la Tabla 4.27 donde las brocas más utilizadas durante la sección 8 1/2" de Shushufindi en su totalidad son PDC.

Tabla 4.27: Descripción de brocas utilizadas en la Sección 8 1/2" Campo Shushufindi

CAMPO	SECCIÓN	BROCA	TIPO	% de uso	TFA
SHUSHUFINDI	8 1/2"	PDC	MDI616LBPX MDI616LEBPX	100	0.663 – 2.227
		TRICÓNICA	-----	-----	-----

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.3.3.2. Tabla de resultados

La Tabla 4.28 muestra los parámetros óptimos de brocas obtenidos para la sección 8 1/2" del campo Shushufindi.

Tabla 4.28: Tabla de resultados de parámetros de brocas campo Shushufindi sección 8 1/2"

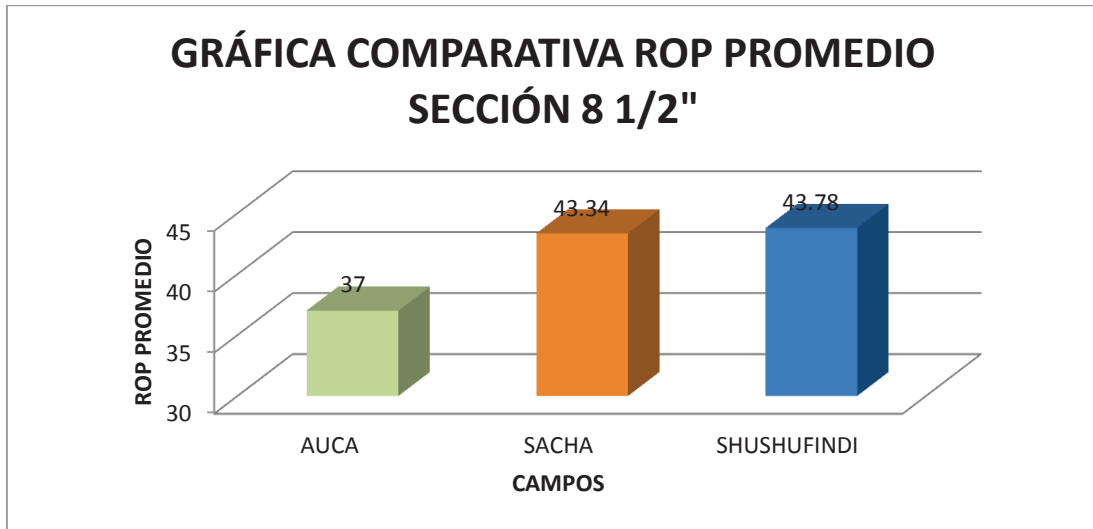
CAMPO	SECCIÓN	ROP PROMEDIO (ft/hr)	WOB (Klbs)	PSI	GPM	RPM TOTAL
SHUSHUFINDI	8 1/2"	43.78	8.16 - 18.83	1632	389	186

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.4.3.4. Análisis comparativo sección 8 1/2"

En la Gráfica 4.76 se comparó el ROP Promedio (rata de penetración de la broca) utilizado en la sección 8 1/2" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi, obteniéndose un rango óptimo aceptable de ROP promedio de 37 (ft/hr) a 43.78 ft/hr, donde se nota que no existe una diferencia significativa entre los campos y que Shushufindi posee el mayor valor de ROP.

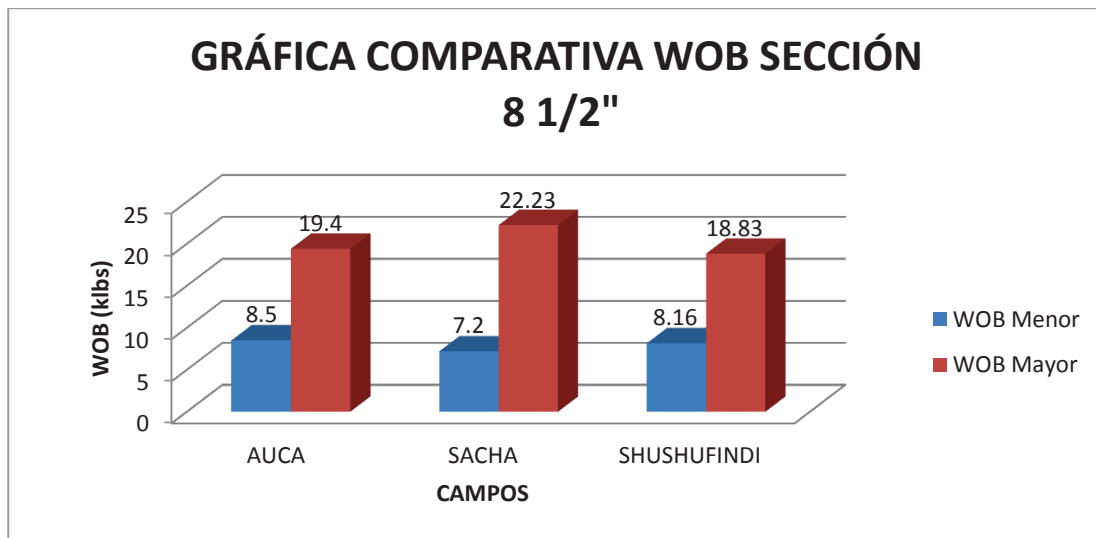
Gráfica 4.76: Gráfica comparativa del ROP sección 8 1/2" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La Gráfica 4.77 muestra los valores mínimos y máximos de WOB (peso sobre la broca) requeridos en la sección 8 1/2" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi, observándose una pequeña diferencia en el WOB mayor de Sacha. La muestra define que un rango óptimo aceptable de WOB se encuentra entre 7.2 klbs hasta 22.23 klbs.

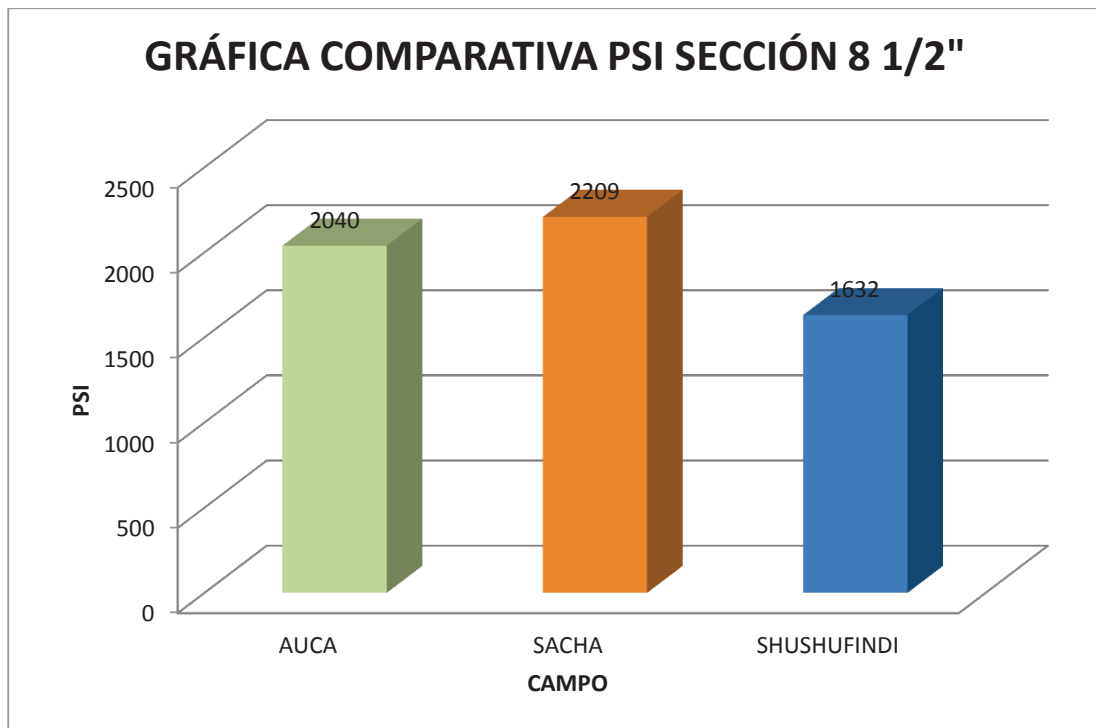
Gráfica 4.77: Gráfica comparativa de WOB sección 8 1/2" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La Gráfica 4.78 muestra los valores mínimos y máximos de presión requeridos en la sección 8 1/2" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi, observándose que Sacha posee el valor de mayor presión. La muestra define que un rango óptimo aceptable de PSI se encuentra entre 1632 (psi) hasta 2209 (psi).

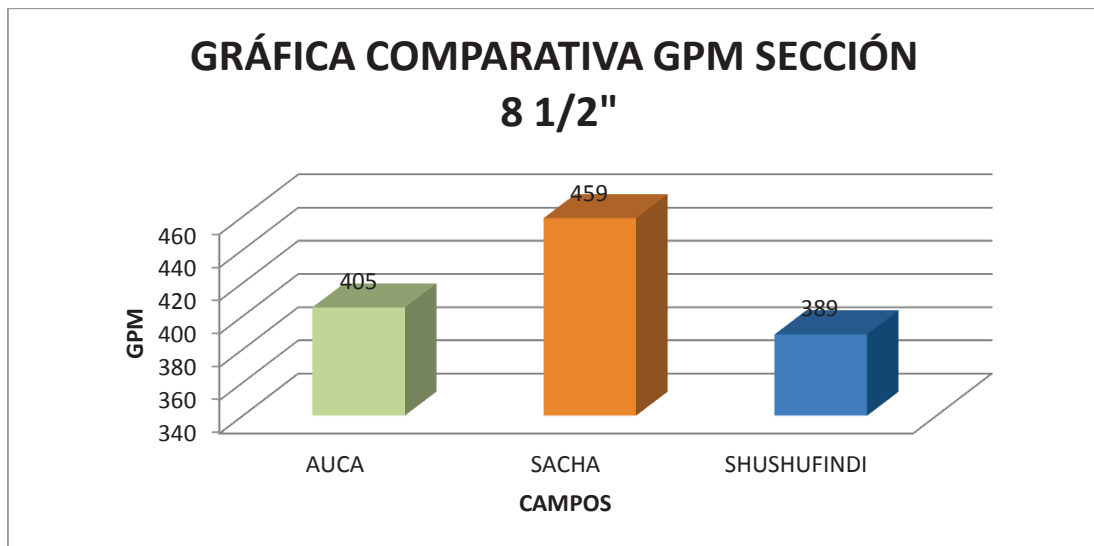
Gráfica 4.78: Gráfica comparativa de PSI sección 8 1/2" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La Gráfica 4.79 muestra los valores mínimos y máximos de GPM (galonaje) requeridos en la sección 8 1/2" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi, observándose que en Sacha se requiere de un mayor galonaje. La muestra define que un rango óptimo aceptable de GPM va desde 389 hasta 459.

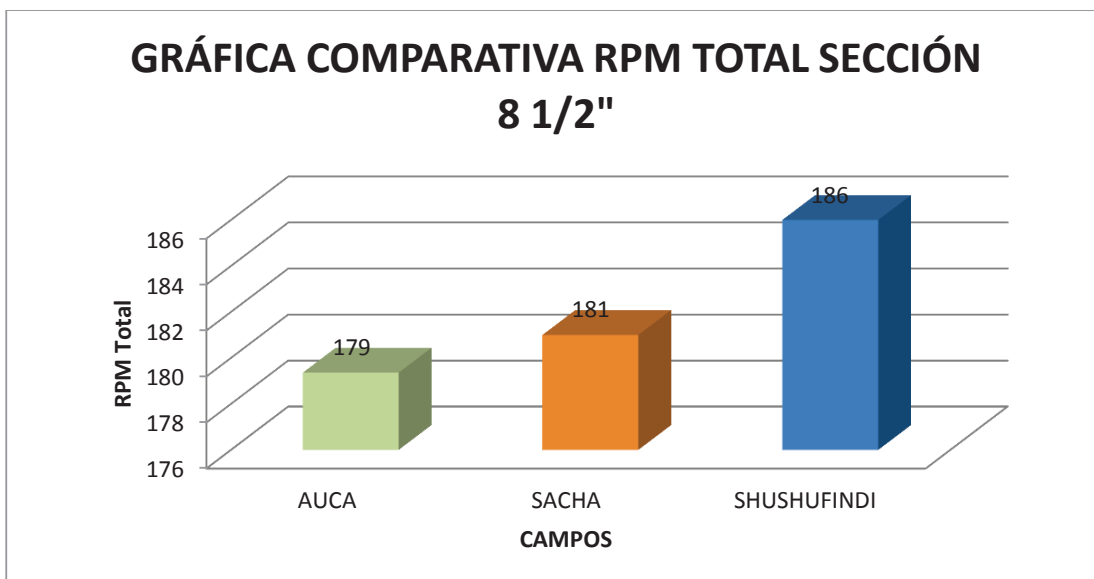
Gráfica 4.79: Gráfica comparativa de GPM sección 8 1/2" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

La Gráfica 4.80 muestra los valores mínimos y máximos de RPM Total requeridos en la sección 8 1/2" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi, observándose que el valor más alto de ROP está en el campo Shushufindi. La muestra define que un rango óptimo aceptable de RPM Total se encuentra dentro de los 179 hasta 186.

Gráfica 4.80: Gráfica comparativa de RPM Total sección 8 1/2" campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.5. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS

4.5.3. SECCIÓN 16"

4.5.3.1. Campo Auca

4.5.3.1.2. Tabla de Resultados

La Tabla 4.29 muestra los parámetros óptimos obtenidos de asentamiento de tubería para la sección 16" para el campo Auca.

Tabla 4.29: Tabla de resultados promedio profundidad de asentamiento de tubería campo Auca sección 16"

TABLA DE RESULTADOS PROMEDIO PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍA CAMPO AUCA SECCIÓN 16"						
CAMPO	SECCIÓN	TUNERÍA DE REVESTIMIENTO	TIPO DE POZO	PROFUNDIDAD TUBERÍA (ft)		FORMACIÓN
				MD	TVD	
AUCA	16"	13 3/8"	S	5860	5549	ORTEGUAZA/
	16"	13 3/8"	J	6058	5685	TIYUYACU

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.5.3.2. Campo Sacha

4.5.3.2.2. Tabla de Resultados

La Tabla 4.30 presenta los parámetros óptimos obtenidos de asentamiento de tubería para la sección 16" para el campo Sacha.

Tabla 4.30: Tabla de resultados promedio profundidad de asentamiento de tubería campo Sacha sección 16"

TABLA DE RESULTADOS PROMEDIO PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍA CAMPO SACHA SECCIÓN 16"						
CAMPO	SECCIÓN	TUNERÍA DE REVESTIMIENTO	TIPO DE POZO	PROFUNDIDAD TUBERÍA		FORMACIÓN
				MD	TVD	
SACHA	16"	13 3/8"	S	4777	4525	INDEFERENCIADO/
	16"	13 3/8"	J	4759	4525	ORTEGUAZA

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.5.3.3. Campo Shushufindi

4.5.3.3.2. Tabla de Resultados

La Tabla 4.31 siguiente, presenta los parámetros óptimos obtenidos de asentamiento de tubería para la sección 16" para el campo Shushufindi.

Tabla 4.31: Tabla de resultados promedio profundidad de asentamiento de tubería campo Shushufindi sección 16"

TABLA DE RESULTADOS PROMEDIO PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍA CAMPO SHUSHUFINDI SECCIÓN 16"						
CAMPO	SECCIÓN	TUNERÍA DE REVESTIMIENTO	TIPO DE POZO	PROFUNDIDAD TUBERÍA (ft)		FORMACIÓN
				MD	TVD	
SSF	16"	13 3/8"	S	5523	5217	ORTEGUAZA/TIYUYACU
	16"	13 3/8"	J	5758	5383	

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.5.3.3.3. Análisis comparativo sección 16"

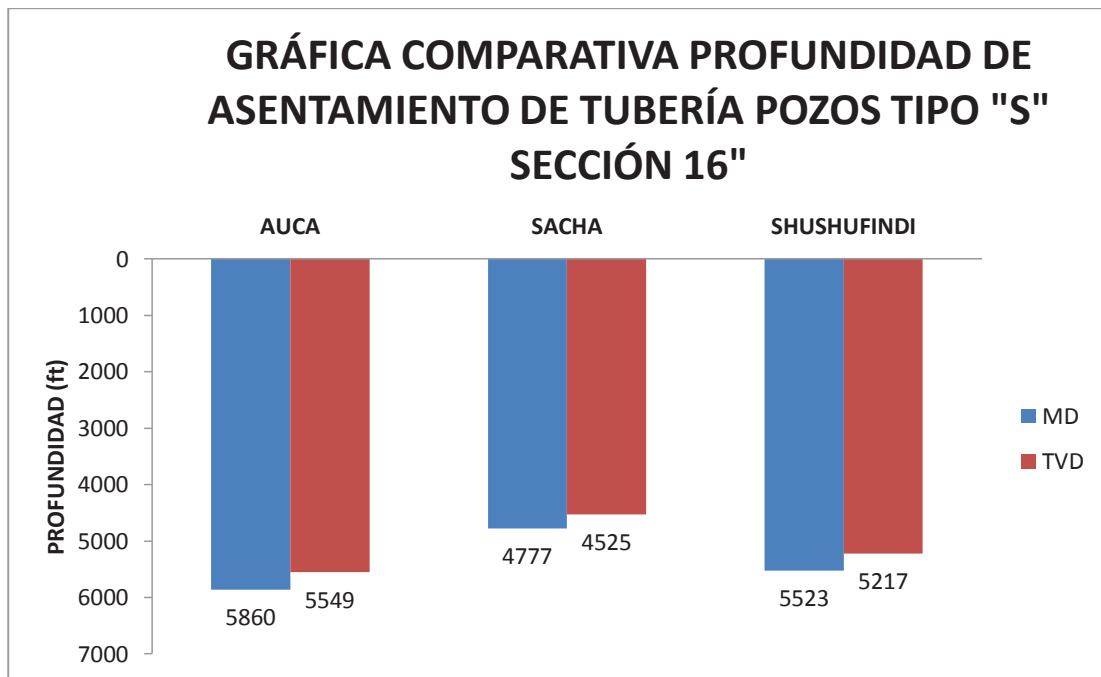
De acuerdo a las Gráficas 4.81 y 4.82 que se encuentran representando la profundidad de asentamiento de casing de 13 3/8" para los pozos tipo "S" y tipo "J" de los Campos Auca, Sacha y Shushufindi, la formación más adecuada para instalar tubería de revestimiento de 13 3/8" en los tres campos, es el tope de la formación Orteguaza con una profundidad promedio de 5200 (ft). Los datos necesarios para obtener los resultados se encuentran expresados en el ANEXO D1. La Tabla 4.32 muestra los resultados obtenidos del análisis comparativo para la sección 16" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi.

Tabla 4.32: Tabla de valores promedio profundidad de asentamiento de tubería campos Auca, Sacha y Shushufindi sección 16"

TABLA DE VALORES PROMEDIO PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍA CAMPOS AUCA, SACHA Y SHUSHUFINDI SECCIÓN 16"					
SECCIÓN	TUNERÍA DE REVESTIMIENTO	TIPO DE POZO	PROFUNDIDAD TUBERÍA (ft)		FORMACIÓN
			MD	TVD	
16"	13 3/8"	S	5387	5097	ORTEGUAZA/ TIYUYACU
16"	13 3/8"	J	5525	5198	

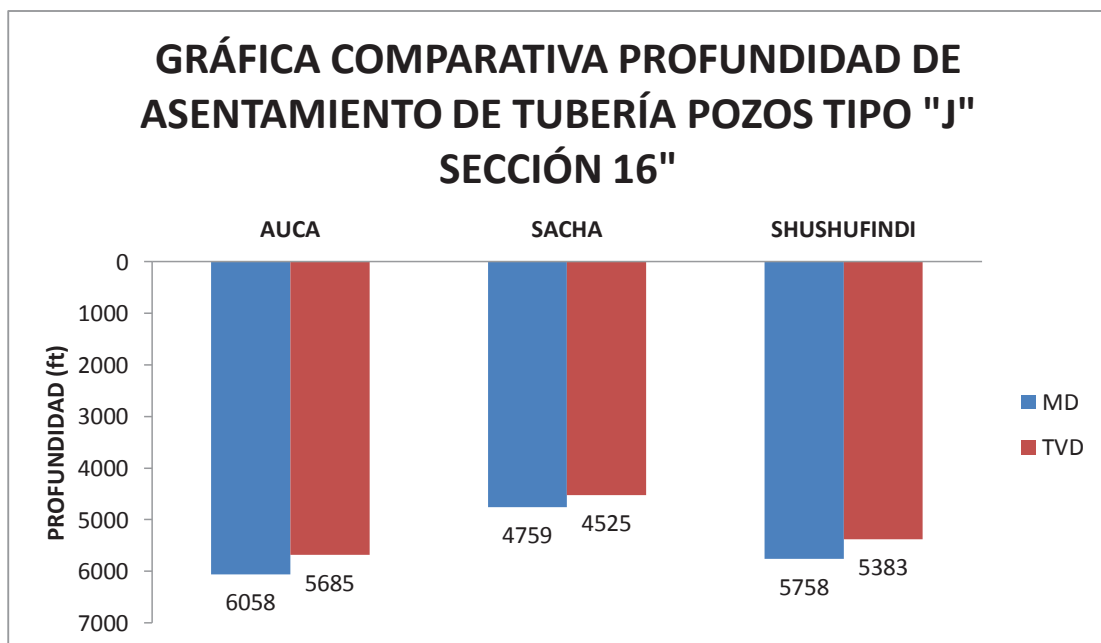
Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Gráfica 4.81: Gráfica comparativa profundidad de asentamiento de tubería pozos tipo "S" sección 16"



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Gráfica 4.82: Gráfica comparativa profundidad de asentamiento de tubería pozos tipo "J" sección 16"



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.5.4. SECCIÓN 12 1/4"

4.5.4.1. Campo Auca

4.5.4.1.2. Tabla de Resultados

La Tabla 4.33 muestra los parámetros óptimos obtenidos de asentamiento de tubería para la sección 12 1/4" para el campo Auca.

Tabla 4.33: Tabla de resultados promedio profundidad de asentamiento de tubería campo Auca sección 12 1/4"

TABLA DE RESULTADOS PROMEDIO PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍA CAMPO AUCA SECCIÓN 12 1/4"						
CAMPO	SECCIÓN	TUNERÍA DE REVESTIMIENTO	TIPO DE POZO	PROFUNDIDAD TUBERÍA (ft)		FORMACIÓN
				MD	TVD	
AUCA	12 1/4"	9 5/8"	S	9855	9543	TENA/NAPO
	12 1/4"	9 5/8"	J	10436	9615	

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.5.4.2. Campo Sacha

4.5.4.2.2. Tabla de Resultados

La Tabla 4.34 a continuación, muestra los parámetros óptimos obtenidos de asentamiento de tubería para la sección 12 1/4" para el campo Sacha.

Tabla 4.34: Tabla de resultados promedio profundidad de asentamiento de tubería campo Sacha sección 12 1/4"

TABLA DE RESULTADOS PROMEDIO PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍA CAMPO SACHA SECCIÓN 12 1/4"						
CAMPO	SECCIÓN	TUNERÍA DE REVESTIMIENTO	TIPO DE POZO	PROFUNDIDAD TUBERÍA (ft)		FORMACIÓN
				MD	TVD	
SACHA	12 1/4"	9 5/8"	S	8828	8270	TIYUYACU/TENA
	12 1/4"	9 5/8"	J	8466	7974	

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.5.4.3. Campo Shushufindi

4.5.4.3.2. Tabla de Resultados

La Tabla 4.35 que se presenta a continuación, muestra los parámetros óptimos obtenidos de asentamiento de tubería para la sección 12 1/4" para el campo Shushufindi.

Tabla 4.35: Tabla de resultados promedio profundidad de asentamiento de tubería campo Shushufindi sección 12 1/4"

TABLA DE RESULTADOS PROMEDIO PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍA CAMPO SHUSHUFINDI SECCIÓN 12 1/4"						
CAMPO	SECCIÓN	TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	TIPO DE POZO	PROFUNDIDAD TUBERÍA (ft)		FORMACIÓN
				MD	TVD	
SSF	12 1/4"	9 5/8"	S	9219	8895	TENA/NAPO
	12 1/4"	9 5/8"	J	9594	9018	

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.5.4.3.3. Análisis comparativo sección 12 1/4"

En las Gráficas 4.83 y 4.84 que se encuentran representando la profundidad de asentamiento de casing de 9 5/8" para los pozos tipo "S" y tipo "J" de los Campos Auca, Sacha y Shushufindi, las formaciones más adecuadas para instalar tubería de revestimiento de 9 5/8" en los tres campos se encuentran entre la base del Conglomerado Inferior y el tope de la formación Tena con una profundidad promedio de 8600 (ft). Los datos necesarios para obtener los resultados se encuentran expresados en el ANEXO D1.

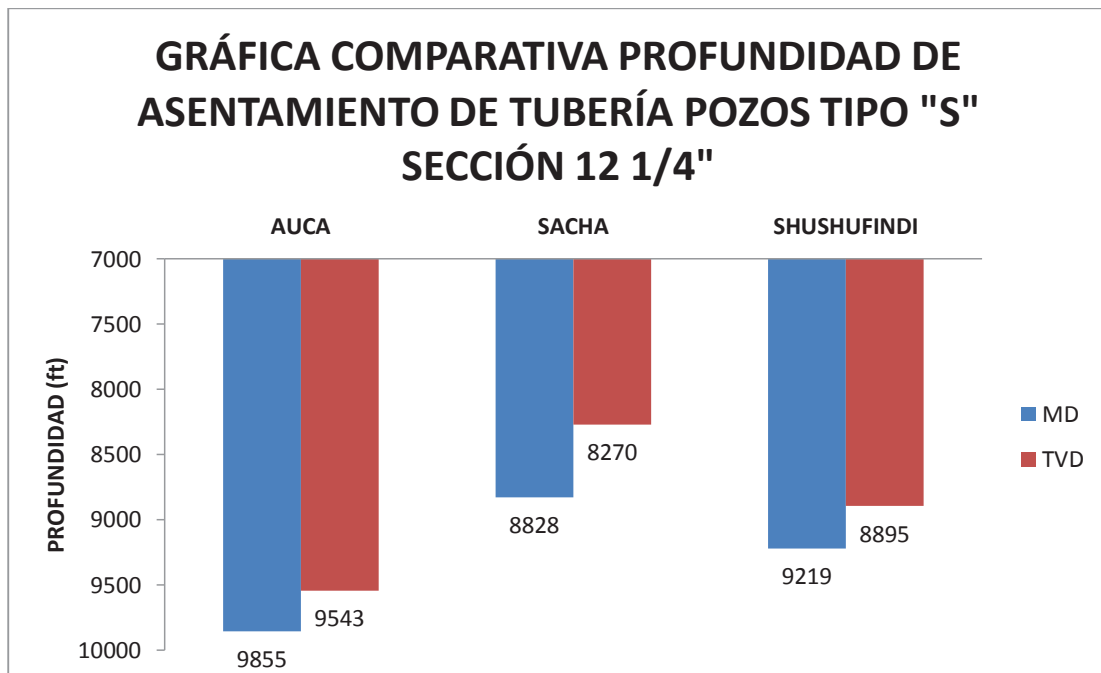
La Tabla 4.36 a continuación muestran los resultados obtenidos del análisis comparativo para la sección 12 1/4" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi.

Tabla 4.36: Tabla de valores promedio profundidad de asentamiento de tubería campos Auca, Sacha y Shushufindi sección 12 1/4"

TABLA DE VALORES PROMEDIO PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍA CAMPO AUCA, SACHA Y SHUSHUFINDI SECCIÓN 12 1/4"					
SECCIÓN	TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	TIPO DE POZO	PROFUNDIDAD TUBERÍA (ft)		FORMACIÓN
			MD	TVD	
12 1/4"	9 5/8"	S	9301	8903	TENA/NAPO
12 1/4"	9 5/8"	J	9499	8869	

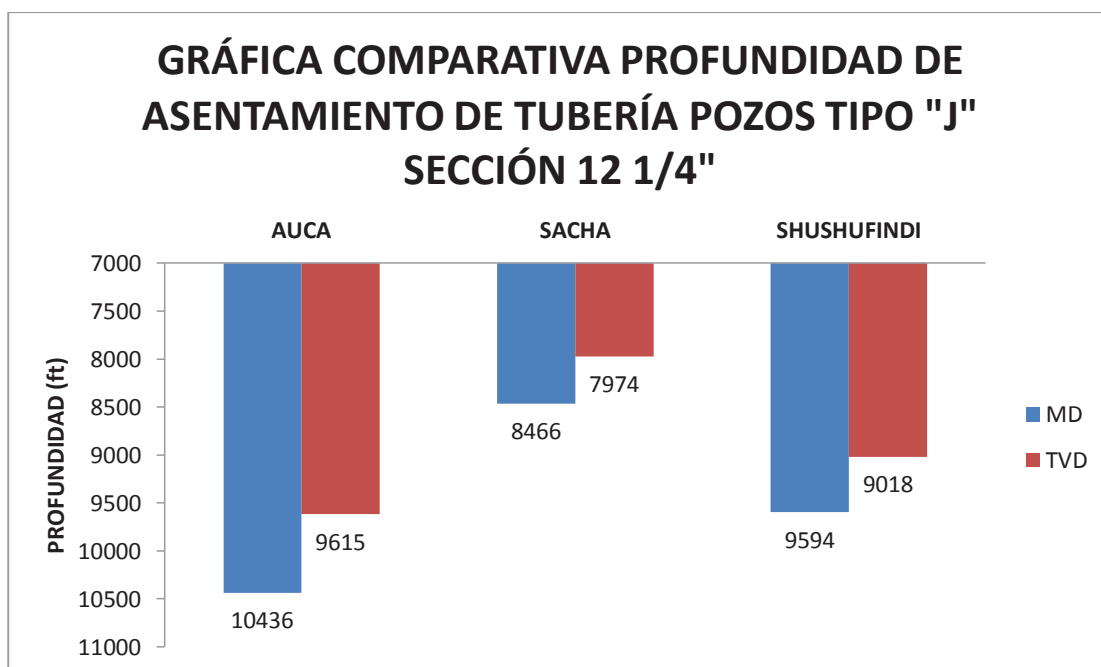
Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Gráfica 4.83: Gráfica comparativa profundidad de asentamiento de tubería pozos tipo "S" sección 12 1/4"



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Gráfica 4.84: Gráfica comparativa profundidad de asentamiento de tubería pozos tipo "J" sección 12 1/4"



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.5.5. SECCIÓN 8 1/2"

4.5.5.1. Campo Auca

4.5.5.1.2. Tabla de Resultados

La Tabla 4.37 presenta los parámetros óptimos obtenidos de asentamiento de tubería para la sección 8 1/2" para el campo Auca.

Tabla 4.37: Tabla de resultados promedio profundidad de asentamiento de tubería campo Auca sección 8 1/2"

TABLA DE RESULTADOS PROMEDIO PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍA CAMPO AUCA SECCIÓN 8 1/2"						
CAMPO	SECCIÓN	TUNERÍA DE REVESTIMIENTO	TIPO DE POZO	PROFUNDIDAD TUBERÍA (ft)		FORMACIÓN
				MD	TVD	
AUCA	8 1/2"	7"	S	10666	10521	NAPO/HOLLÍN
	8 1/2"	7"	J	11187	10447	

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.5.5.2. Campo Sacha

4.5.5.2.2. Tabla de Resultados

La Tabla 4.38 presenta los parámetros óptimos obtenidos de asentamiento de tubería para la sección 8 1/2" para el campo Sacha.

Tabla 4.38: Tabla de resultados promedio profundidad de asentamiento de tubería campo Sacha sección 8 1/2"

TABLA DE RESULTADOS PROMEDIO PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍA CAMPO SACHA SECCIÓN 8 1/2"						
CAMPO	SECCIÓN	TUNERÍA DE REVESTIMIENTO	TIPO DE POZO	PROFUNDIDAD TUBERÍA (ft)		FORMACIÓN
				MD	TVD	
SACHA	8 1/2"	7"	S	10676	10137	NAPO/HOLLÍN
	8 1/2"	7"	J	10646	10083	

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.5.5.3. Campo Shushufindi

4.5.5.3.2. Tabla de Resultados

La Tabla 4.39 presenta los parámetros óptimos obtenidos de asentamiento de tubería para la sección 8 1/2" para el campo Shushufindi.

Tabla 4.39: Tabla de resultados promedio profundidad de asentamiento de tubería campo Shushufindi sección 8 1/2"

TABLA DE RESULTADOS PROMEDIO PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍA CAMPO SHUSHUFINDI SECCIÓN 8 1/2"						
CAMPO	SECCIÓN	TUNERÍA DE REVESTIMIENTO	TIPO DE POZO	PROFUNDIDAD TUBERÍA (ft)		FORMACIÓN
				MD	TVD	
SSF	8 1/2"	7"	S	9904.2	9591.5	NAPO/HOLLÍN
	8 1/2"	7"	J	10331.9	9642.4	

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.5.5.3.3. Análisis comparativo sección 8 1/2"

Las Gráficas 4.85 y 4.86 expresan la profundidad de asentamiento de casing de 7" para los pozos tipo "S" y tipo "J" de los Campos Auca, Sacha y Shushufindi, y por medio de los cuales se determinó que la formación más adecuada para instalar tubería de revestimiento de 7" en los tres campos se encuentra en la base de la formación Hollín Inferior con una profundidad promedio de 10200 (ft). Los datos necesarios para obtener los resultados se encuentran expresados en el ANEXO D3.

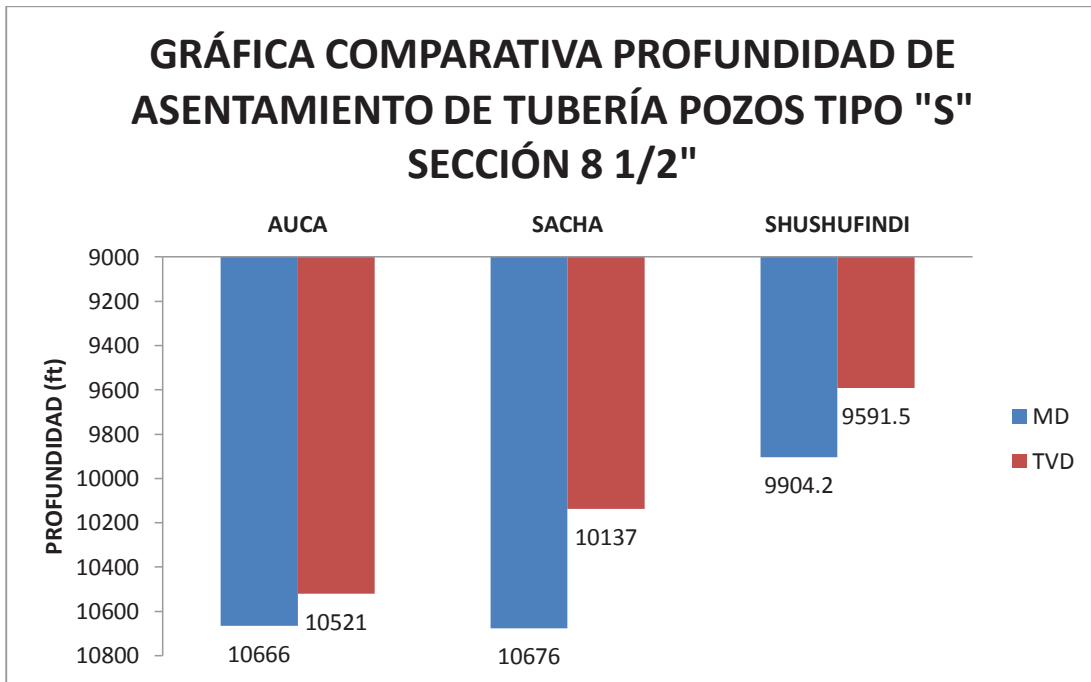
La Tabla 4.40 a continuación muestran los resultados obtenidos del análisis comparativo para la sección 8 1/2" de los campos Auca, Sacha y Shushufindi.

Tabla 4.40: Tabla de valores promedio profundidad de asentamiento de tubería campos Auca, Sacha y Shushufindi sección 8 1/2"

TABLA DE VALORES PROMEDIO PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍA CAMPO AUCA, SACHA Y SHUSHUFINDI SECCIÓN 8 1/2"					
SECCIÓN	TUNERÍA DE REVESTIMIENTO	TIPO DE POZO	PROFUNDIDAD TUBERÍA (ft)		FORMACIÓN
			MD	TVD	
8 1/2"	7"	S	10415	10083	NAPO/HOLLÍN
8 1/2"	7"	J	10722	10057	

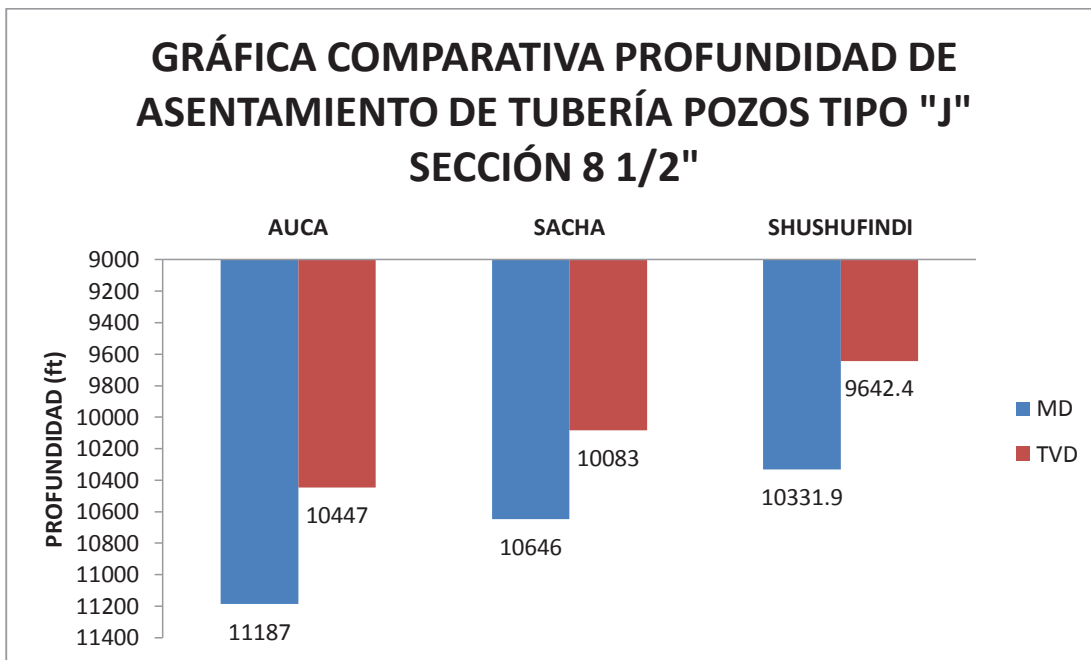
Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Gráfica 4.85: Gráfica comparativa profundidad de asentamiento de tubería pozos tipo "S" sección 8 1/2"



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Gráfica 4.86: Gráfica comparativa profundidad de asentamiento de tubería pozos tipo "J" sección 8 1/2"



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

4.6. PARÁMETROS ÓPTIMOS DE PERFORACIÓN PARA LOS CAMPOS AUCA, SACHA Y SHUSHUFINDI DE ACUERDO AL ESTUDIO

En las tablas que se presentan a continuación, se muestran los parámetros óptimos de perforación que se obtuvieron en el estudio, para la perforación de cada una de las secciones en los campos Auca, Sacha y Shushufindi.

Tabla 4.41: Parámetros óptimos fluidos de perforación campos Auca, Sacha y Shushufindi

SECCIÓN	PROFUNDIDAD PROM. (ft)		δ (lbs/gal)	μ (Seg)	PV	YP	SÓLIDOS %
	DESDE	HASTA					
16"	240	- 5727	8.8 - 10.6	29 - 36	4 - 10	7 - 15	7 - 10
12 1/4"	5862	- 9455	9.7 - 10.9	36 - 53	8 - 19	13 - 23	6 - 11
8 1/2"	9525	- 10638	9.2 - 9.5	42 - 54	14 - 21	20 - 28	4 - 6

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Tabla 4.42: Parámetros óptimos para brocas campos Auca, Sacha y Shushufindi

SECCIÓN	ROP PROMEDIO (ft/hr)	WOB (Klbs)	PSI	GPM	RPM TOTAL
16"	83.614	6.82 - 22.71	1094.7 - 2966.74	639.63 - 991.36	114.24 - 186.93
12 1/4"	38.98	8.81 - 28.65	2572.33 - 3441.27	718.67 - 867.09	141 - 207.44
8 1/2"	41.373	7.95 - 20.15	1960	418	182

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Tabla 4.43: Parámetros óptimos profundidad de asentamiento de tuberías campos Auca, Sacha y Shushufindi

SECCIÓN	TUNERÍA DE REVESTIMIENTO	TIPO DE POZO	PROFUNDIDAD TUBERÍA (ft)		FORMACIÓN
			MD	TVD	
16"	13 3/8"	S	5387	5097	ORTEGUAZA/TIYUYACU
16"	13 3/8"	J	5525	5198	
12 1/4"	9 5/8"	S	9301	8903	CONGL. INFERIOR/TENA
12 1/4"	9 5/8"	J	9499	8869	
8 1/2"	7"	S	10415	10083	NAPO/HOLLIN
8 1/2"	7"	J	10722	10057	

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS ECONÓMICO COMPARATIVO DE LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

5.1. INTRODUCCIÓN

El presente capítulo es un complemento al estudio ya realizado, el cual se basará en una comparación de costos, mismos que fueron obtenidos de los reportes de perforación entregados por las compañías operadoras a la ARCH, con el fin de llegar a tener costos promedio de los principales servicios que intervienen en las operaciones de perforación correspondientes a cada campo objeto del estudio.

Se desarrollarán cuadros comparativos de los costos por servicios y costos totales. Finalmente se hará una comparación entre los campos, para poder identificar la variación de los costos en el desarrollo de las operaciones de perforación.

5.2. SERVICIO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

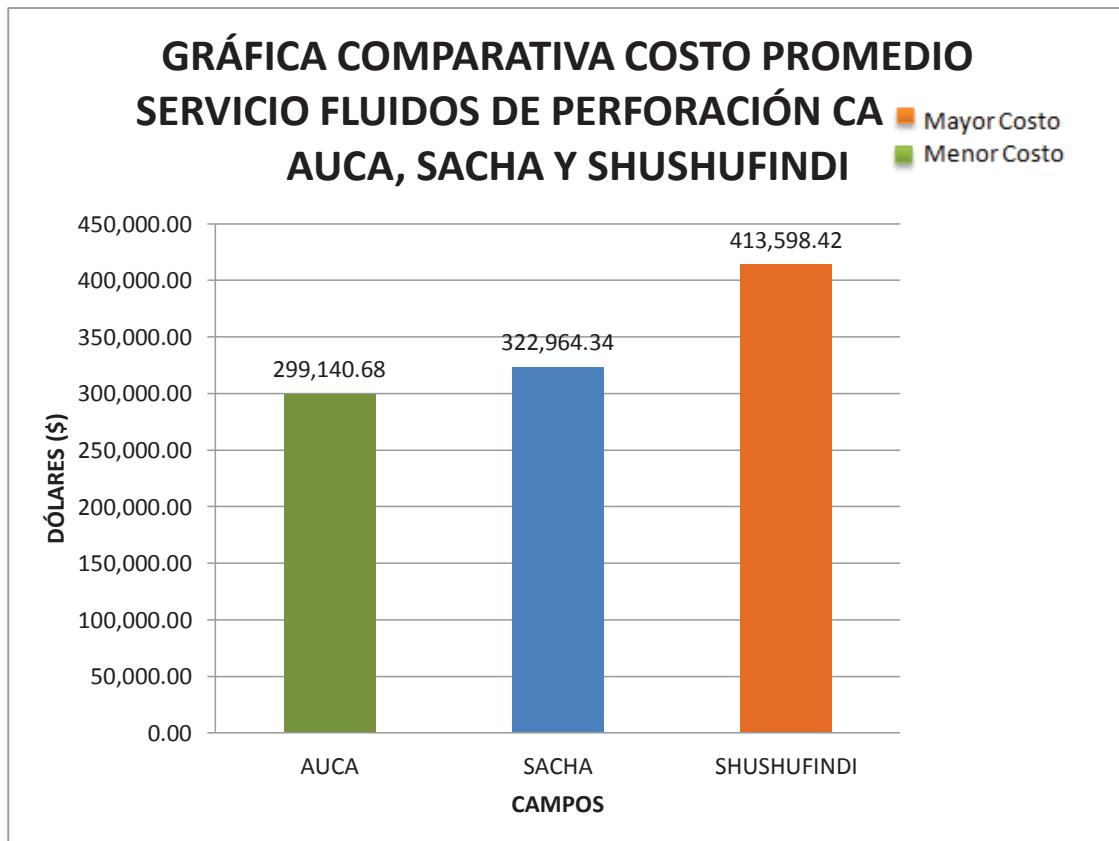
En las gráficas a continuación, identifican los campos con los servicios más costosos con barras color naranja y los campos con los servicios más económicos con barras color verde. Los datos necesarios para la obtención de las graficas se encuentran en el ANEXO E.

La Gráfica 5.1 que se presenta a continuación, muestra el costo promedio del servicio de fluidos de perforación de los pozos estudiados en los campos respectivos. Se obtuvo como resultado de la comparación de costos, que el campo cuyo valor promedio excede al de los otros campos en cuanto al servicio de fluidos de perforación, es el campo Shushufindi como lo muestra la gráfica, obteniéndose un valor de USD \$ 400,000.00 como costo promedio del servicio de

lodos para el campo. Todo esto a pesar de que Shushufindi posee características muy similares en cuanto a su litología con respecto a los campos Auca y Sacha.

En lo que se refiere al campo Auca, el costo promedio del servicio de lodos no excede los USD \$ 300,000.00 y para el campo Sacha, el costo promedio del servicio de fluidos es de alrededor de USD \$ 320,000.00, dejando al campo Shushufindi como el campo más costoso de la muestra, en cuanto a servicios de fluidos de perforación se refiere.

Gráfica 5.1: Gráfica comparativa del costo promedio del servicio de fluidos de perforación campos Auca, Sacha y Shushufindi



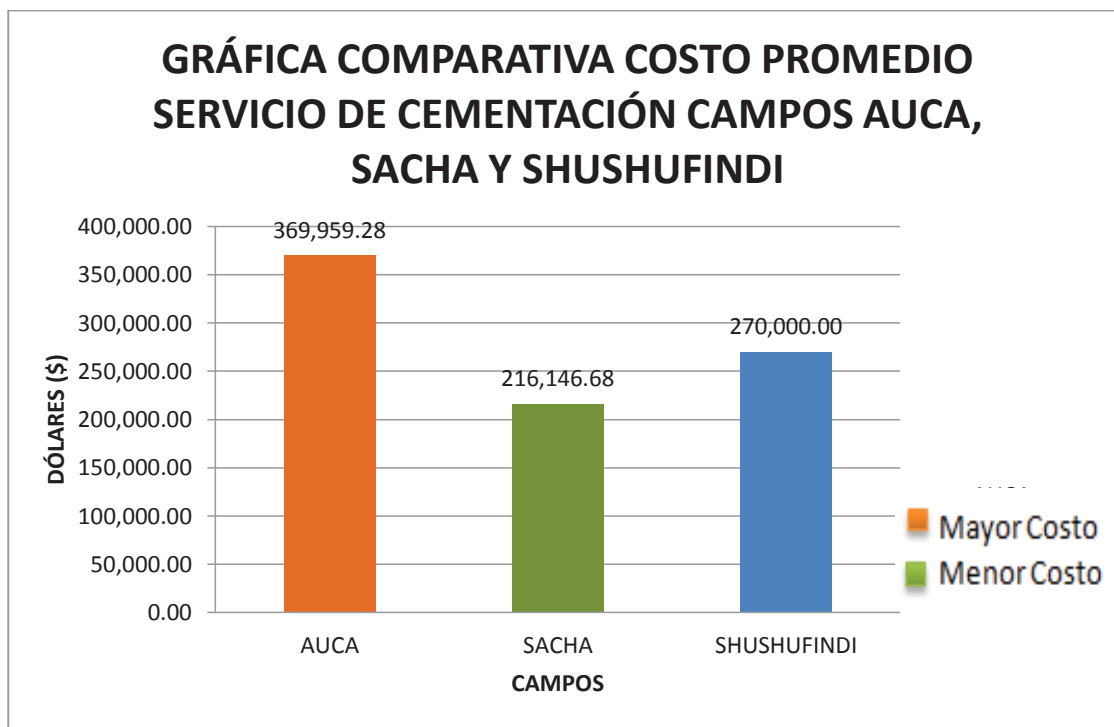
Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

5.3. SERVICIO DE CEMENTACIÓN

La Gráfica 5.2 muestra el costo promedio del servicio de cementación que se obtuvo de los pozos estudiados en los campos Auca, Sacha y Shushufindi. Se obtuvo como resultado de la comparación de costos, que el campo cuyo valor promedio excede al de los otros campos en cuanto al servicio de cementación, es el campo Auca, obteniéndose un valor de USD \$ 370,000.00 como costo promedio del servicio para el campo.

En lo que se refiere al campo Sacha el costo promedio del servicio de cementación bordea los USD \$ 200,000.00 y para el caso de Shushufindi el costo promedio del servicio de cementación se encuentra alrededor de los USD \$ 270,000.00. Toda la información necesaria para la realización de las gráficas se encuentra en el ANEXO E.

Gráfica 5.2: Gráfica comparativa costo promedio servicio de cementación campos Auca, Sacha y Shushufindi

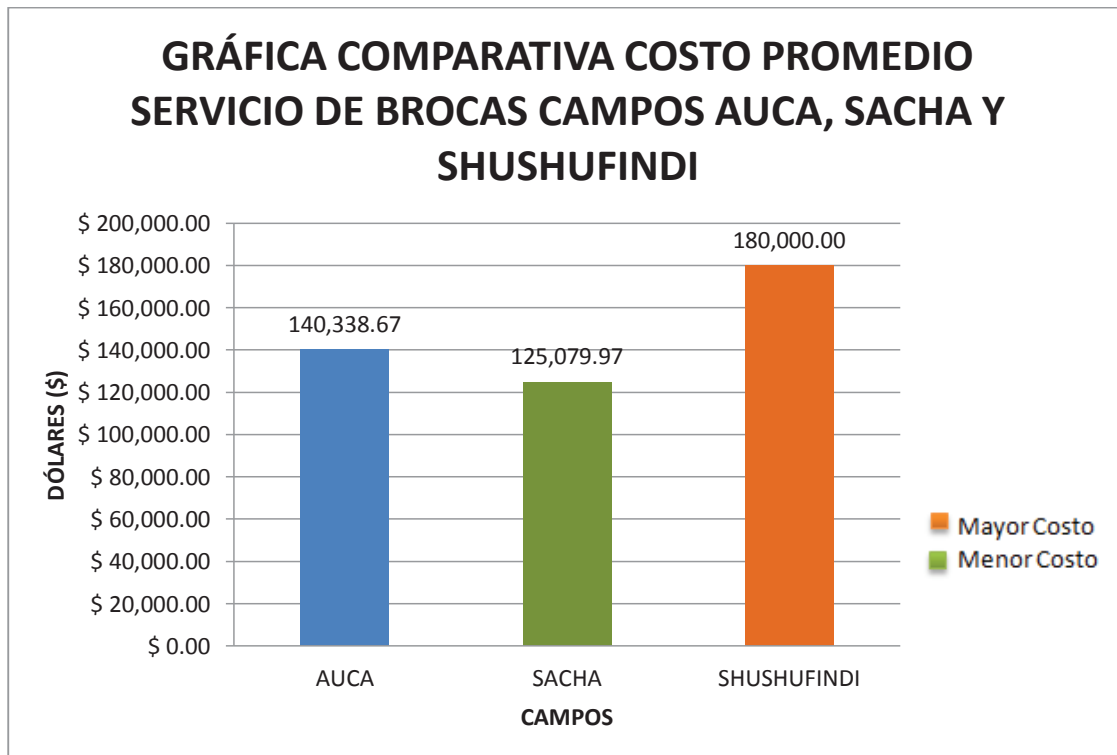


5.4. SERVICIO DE BROCAS

La Gráfica 5.3 muestra el costo promedio del servicio de brocas que se obtuvo de los pozos estudiados en los campos Auca, Sacha y Shushufindi. Se obtuvo como resultado de la comparación de costos, que el campo cuyo valor promedio excede al de los otros campos en cuanto al servicio de brocas, es el campo Shushufindi como lo muestra la gráfica, obteniéndose un valor de USD \$ 180,000.00 como costo promedio del servicio para el campo.

En lo que se refiere a los campos Auca y Sacha, el costo promedio del servicio de brocas bordea los USD \$ 140,000.00 y USD \$ 125,000.00 respectivamente. Toda la información necesaria para la realización de las gráficas se encuentra en el ANEXO E.

Gráfica 5.3: Gráfica comparativa costo promedio servicio de brocas campos Auca, Sacha y Shushufindi



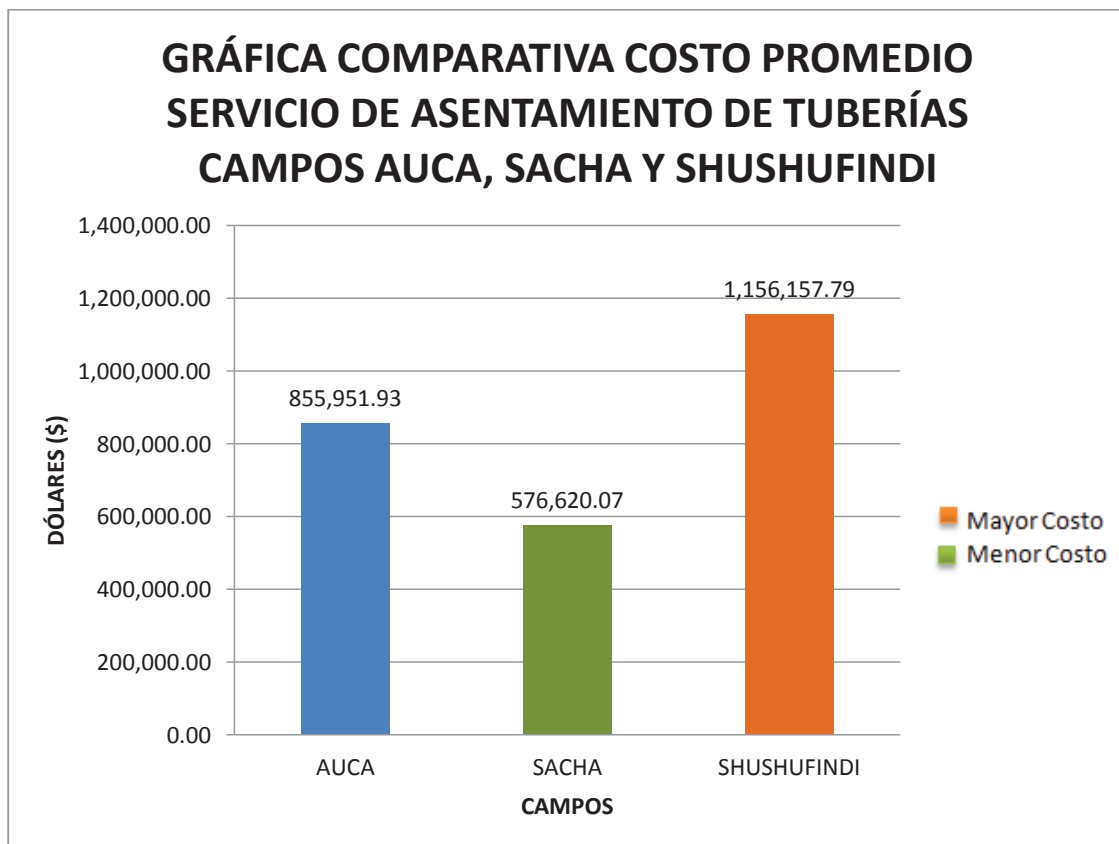
Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

5.5. SERVICIO DE TUBERÍAS

La Gráfica 5.4 comparativo del costo promedio del servicio de tuberías para los tres campos, muestra al campo Shushufindi como el campo más costoso en cuanto al servicio de tuberías se refiere con USD \$ 1,150,000.00 en promedio, seguido del campo Auca con USD \$ 850,000.00 en promedio y el campo Sacha con USD \$ 570,000.00 en promedio, concluyendo que el servicio de tuberías para el campo Shushufindi es el más costoso.

Toda la información necesaria para la realización de las gráficas se encuentra en el ANEXO E.

Gráfica 5.4: Gráfica comparativa costo promedio servicio de asentamiento de tuberías campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

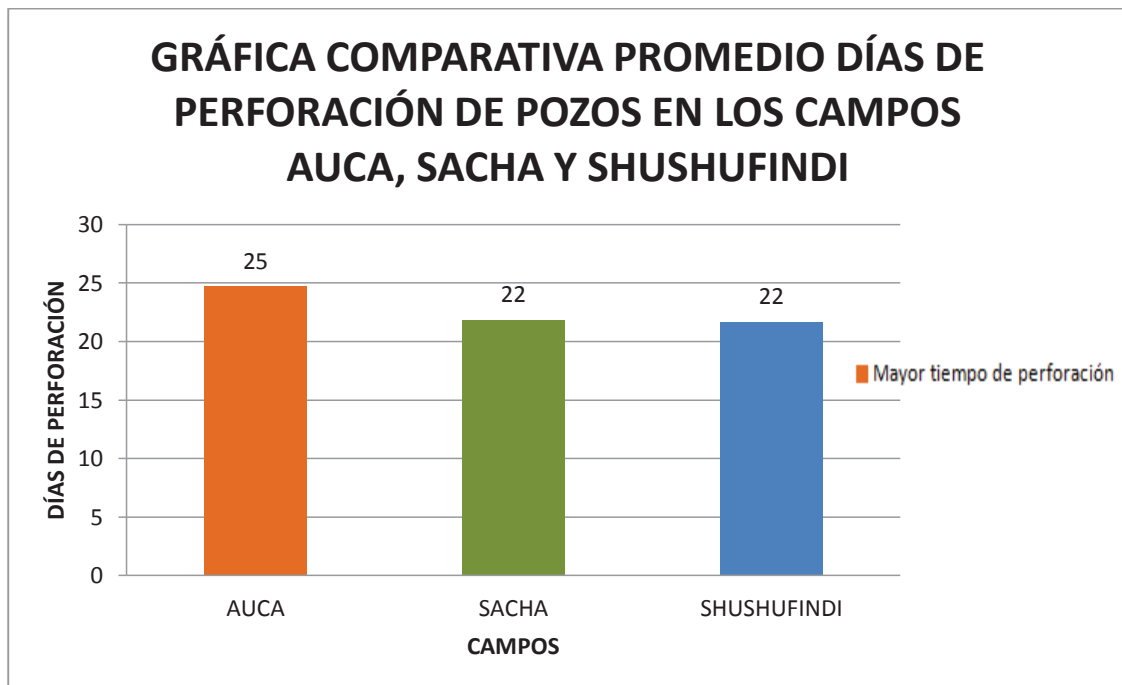
5.6. DÍAS DE PERFORACIÓN

En la Gráfica 5.5 se realiza una comparación entre los tiempos promedios de perforación que se obtuvieron de los tres campos estudiados, dando como resultado un tiempo promedio muy parejo entre los tres campos.

Lógicamente la geología muy parecida de los tres campos influye en el resultado de los tiempos de perforación obtenidos, dando como resultado un tiempo promedio de perforación para un pozo entre los 22 (días) y 25 (días) aproximadamente, siendo Auca el campo que presenta un promedio de tiempo de perforación mayor (25 días).

Para la determinación de los tiempos promedios de perforación de los pozos en los tres campos, solo se tomó en consideración el tiempo efectivo de perforación, dejando de lado los tiempos no productivos.

Gráfica 5.5: Gráfica comparativa promedio días de perforación de pozos en los campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

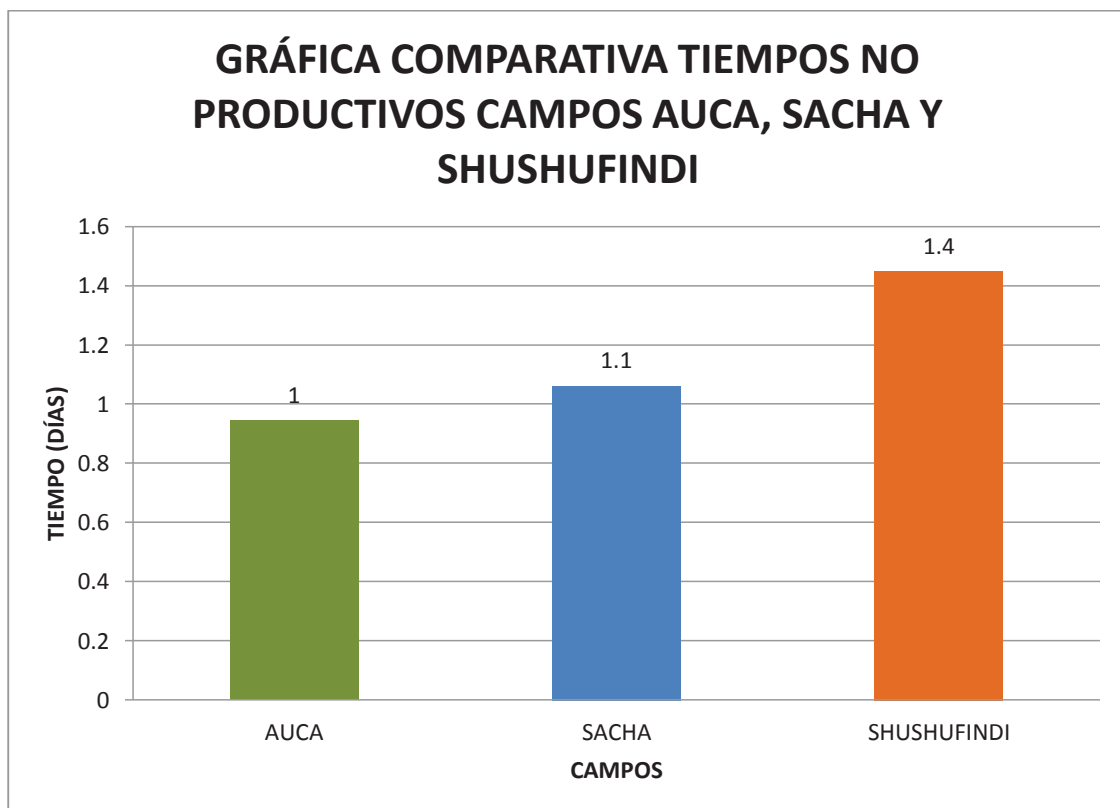
5.7. TIEMPO NO PRODUCTIVO (NPT)

La Gráfica 5.6 realiza una comparación de los tiempos no productivos que se obtuvieron de los tres campos, dando como resultado un tiempo no productivo muy similar entre los tres campos.

El resultado de tiempos no productivos promedios es de un día aproximadamente, siendo el campo Shushufindi el campo con un tiempo no productivo levemente mayor (1.4 días), sin presentar gran diferencia al compararse con los campos Auca y Sacha.

Toda la información necesaria para la realización de las gráficas se encuentra en el ANEXO E.

Gráfica 5.6: Gráfica comparativa tiempos no productivos campos Auca, Sacha y Shushufindi



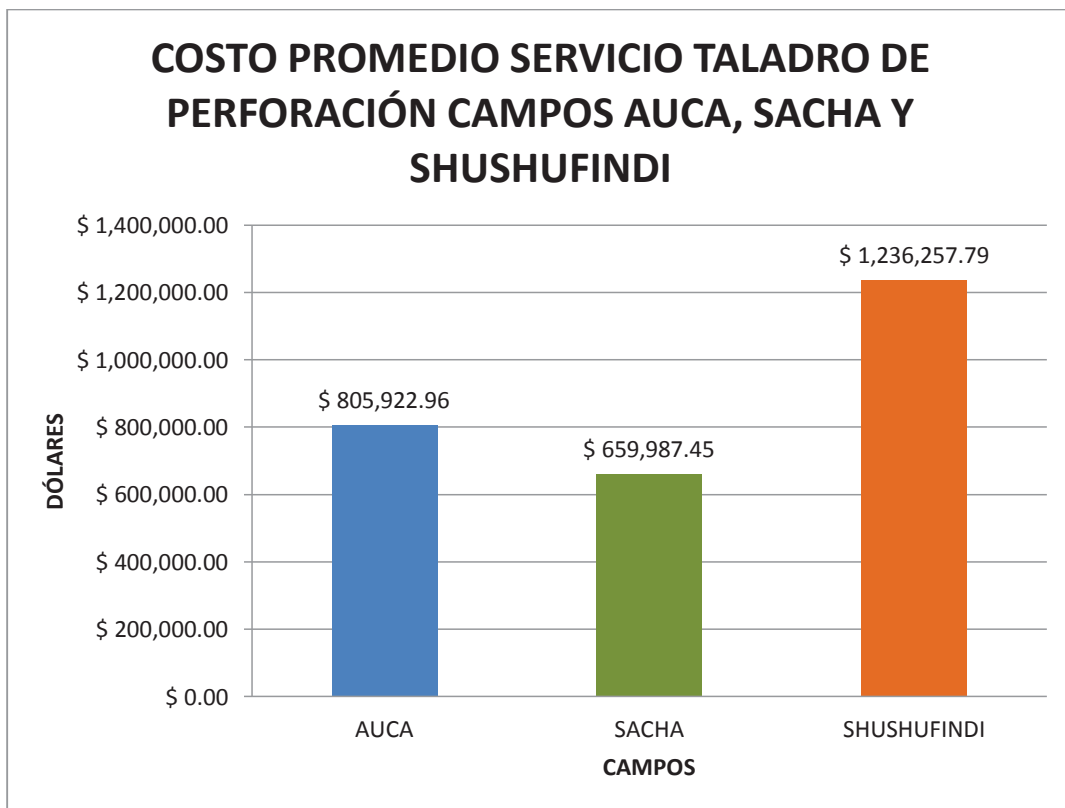
Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

5.8. COSTOS SERVICIO DE TALADRO Y DIRECCIONAL

La gráficas siguientes se hace mención a los costos promedios de servicio de taladro y direccional para los campos Auca, Sacha y Shushufindi. Se obtuvo como resultado de la comparación de costos, que el campo Shushufindi presenta una notable diferencia siendo éste el más costoso, llegando a tener un rubro de USD \$ 1, 200,000.00 de costo promedio para el servicio de taladro de perforación y USD \$ 550,000.00 de costo promedio para el servicio direccional del campo como lo muestran las Gráficas 5.29 y 5.30 respectivamente.

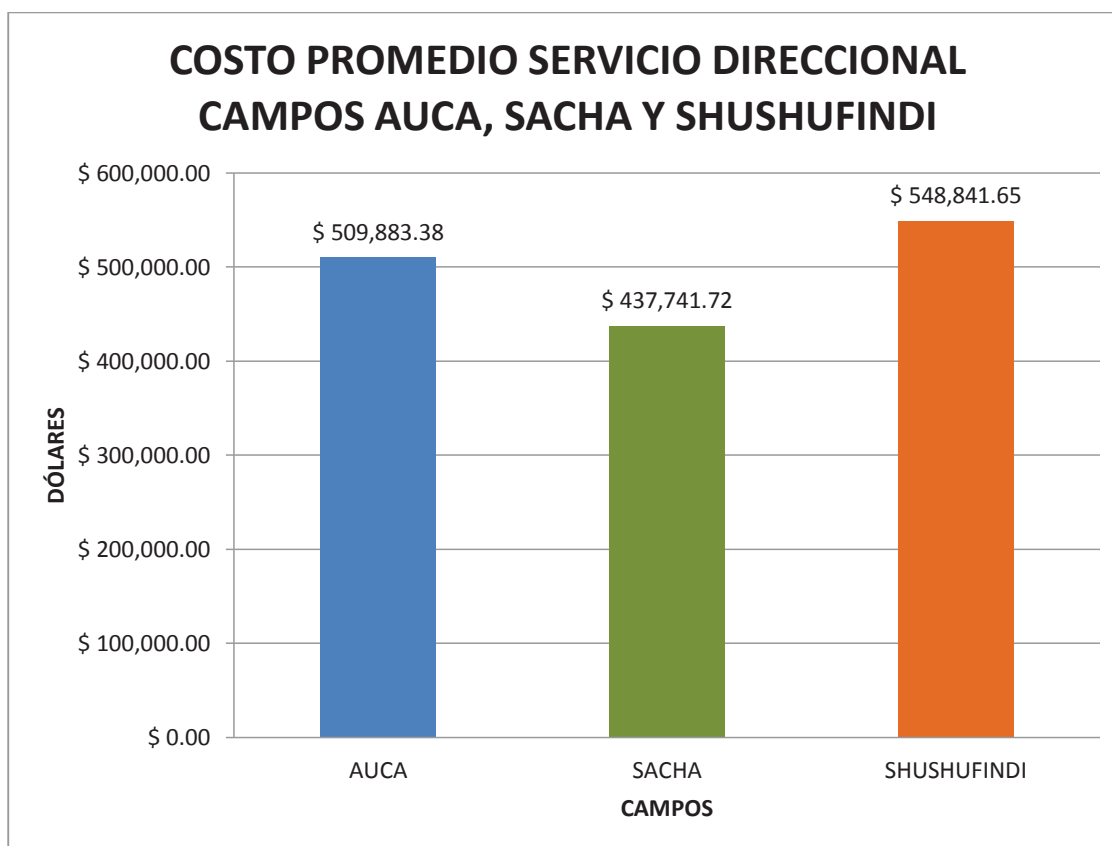
Toda la información necesaria para la realización de las gráficas se encuentra en el ANEXO E.

Gráfica 5.7: Gráfica comparativa costo promedio servicio de taladro de perforación campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

Gráfica 5.8: Gráfica comparativa costo promedio servicio direccional campos Auca, Sacha y Shushufindi



Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

5.9. COSTOS SUPERVISIÓN DE PERFORACIÓN Y CONTINGENCIAS

Para el caso de Auca y Sacha los costos de supervisión de perforación y contingencias son prácticamente despreciables, pero para el caso de Shushufindi son valores relevantes y se detallan en la Tabla 5.1. Los costos promedios de estos servicios sobrepasan los USD \$ 500,000.00 en el caso de supervisión de perforación y los USD \$ 600,000.00 para el caso de contingencias.

Tabla 5.1: Costos supervisión de perforación y contingencias campo Shushufindi

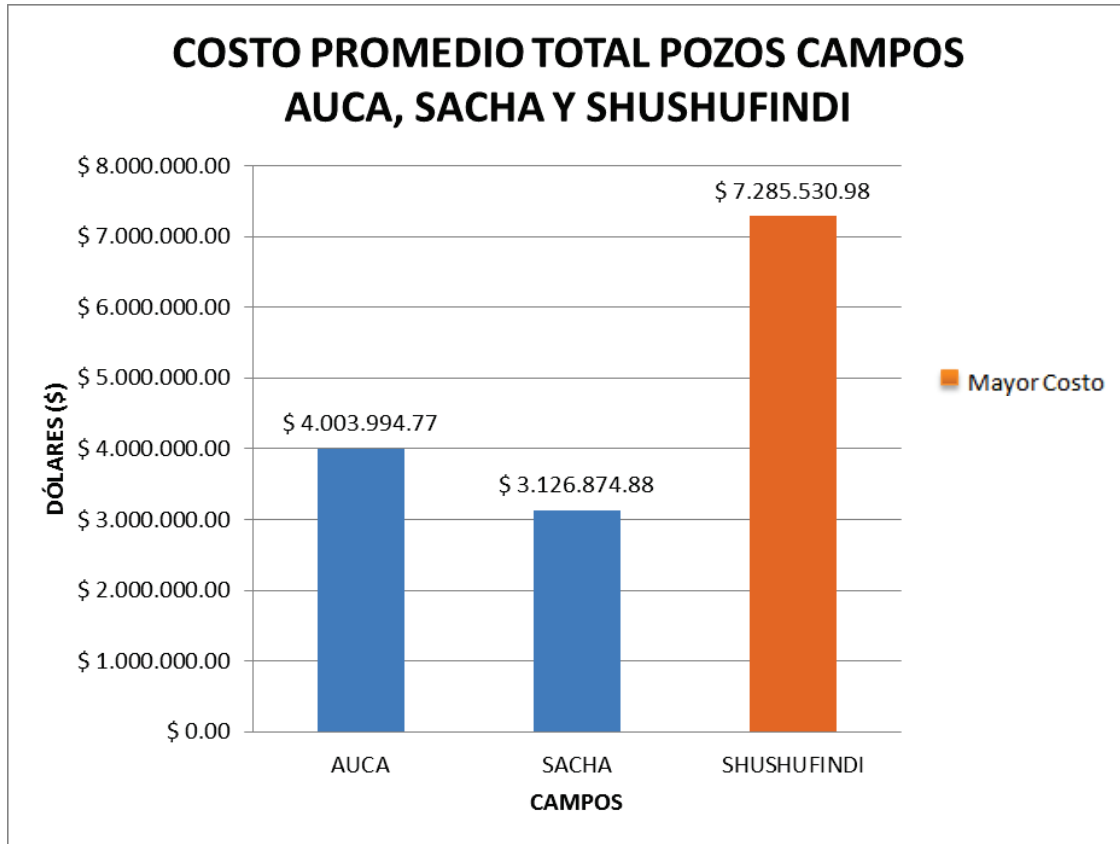
COSTOS SUPERVISIÓN DE PERFORACIÓN Y CONTINGENCIAS		
POZO	COSTOS SUPERVISIÓN DE PERFORACIÓN USD \$	COSTOS DE CONTINGENCIAS USD \$
SSF 220D	\$ 556,271.40	\$ 387,695.66
SSF 209D	\$ 556,271.40	\$ 636,798.66
SSF 189D	\$ 445,017.00	\$ 480,854.00
SSF 245D	\$ 409,217.34	\$ 780,000.00
SSF 141D	\$ 511,392.86	\$ 432,178.66
SSF 163D	\$ 556,271.40	\$ 722,586.00
SSF 183D	\$ 533,226.00	\$ 780,000.00
SSF 205D	\$ 503,225.81	\$ 722,586.00
SSF 246D	\$ 556,271.00	\$ 780,000.00
SSF 145D	\$ 482,101.88	\$ 780,000.00
SSF 159D	\$ 519,186.64	\$ 642,235.66
SSF 169D	\$ 445,017.00	-
PROMEDIO	\$ 506,122.48	\$ 649,539.51

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

5.10. COMPARACIÓN COSTO TOTAL DE LOS POZOS

En la Gráfica 5.9 se hace referencia al costo total promedio de los principales servicios de perforación para los pozos direccionales de la muestra escogida de los campos Auca, Sacha y Shushufindi. Se concluyó que el campo Shushufindi es el campo que posee los mayores costos de servicios de perforación y por ende el mayor costo promedio de perforación para un pozo direccional, superando USD \$ 7 000,000.

Toda la información necesaria para la realización de las gráficas se encuentra en el ANEXO E.

Gráfica 5.9: Costo promedio total pozos campos Auca, Sacha y Shushufindi

Elaborado por: Saúl González, Ricardo Gutiérrez

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES GENERALES

- Del análisis, se concluye que las operaciones de perforación, parámetros técnicos, herramientas utilizada, dificultad técnica de perforación, lecciones aprendidas, tiempos no productivos, entre otros son similares para los campos Auca, Sacha y Shushufindi, lo cual se corrobora con la comparación de parámetros que se describirán a continuación.
- En general, la geología y específicamente la litología a lo largo de las secciones perforadas en los campos Auca, Sacha y Shushufindi guardan una similitud.
- En el campo Shushufindi se presentan los costos más elevados de las operaciones de perforación, en comparación con los campos Auca y Sacha.

6.2. CONCLUSIONES ESPECÍFICAS

- Los rangos óptimos de parámetros de fluidos de perforación para cada sección perforada, son los siguientes:

Sección 16"

CAMPO	SECCIÓN	PROFUNDIDAD (ft)		δ (lbs/gal)	μ (Seg)	PV	YP	SÓLIDOS %
		DESDE	HASTA					
Auca	16"	270	5979	8.8 - 10.4	29.2 - 33	5 - 9.6	8 - 14	8.1 - 10.6
Sacha		914	5643.6	8.6 - 10.5	27.6 - 33.7	3.1 - 7	5 - 9.4	3.6 - 7.3
Shushufindi		209.5	5558.3	8.96 - 10.8	31.1 - 40.8	4.25 - 12.25	8.2 - 20.3	8.6 - 11.89

Sección 12 1/4"

CAMPO	SECCIÓN	PROFUNDIDAD (ft)		δ (lbs/gal)	μ (Seg)	PV	YP	SÓLIDOS %
		DESDE	HASTA					
Auca	12 1/4"	5979	10157	9.7 - 10.7	42 - 61	8 - 20	16 - 27	8 - 11.2
Sacha		5643.6	8900.1	9.6 - 11	34.2 - 46.8	8.5 - 16	10 - 19.1	3 - 11
Shushufindi		5962.2	9308.3	9.9 - 11	33.5 - 50.2	8.83 - 20.6	13 - 24	7.5 - 11.63

Sección 8 1/2"

CAMPO	SECCIÓN	PROFUNDIDAD (ft)		δ (lbs/gal)	μ (Seg)	PV	YP	SÓLIDOS %
		DESDE	HASTA					
Auca	8 1/2"	10157	10979	9 - 9.3	46 - 59	12 - 18	18 - 29	5 - 6
Sacha		8900.1	10745.7	9.6 - 9.9	39 - 52	16 - 23	17 - 26	3 - 6
Shushufindi		9519	10190	9.1 - 9.3	40 - 51	13 - 22	24 - 30	5 - 6

- Los rangos óptimos de parámetros de brocas para cada sección perforada, son los siguientes:

Sección 16"

CAMPOS	SECCIÓN	ROP PROMEDIO	WOB (Klbs)	PSI	GPM	RPM TOTAL
Auca	16"	100.22	8.44 - 21.24	2567	863	175
Sacha		76.04	4.25 - 22.16	1000 - 2957	496 - 906	94 - 191
Shushufindi		74.58	7.76 - 24.72	1490 - 3376	823 - 1206	141 - 195

Sección 12 1/4"

CAMPOS	SECCIÓN	ROP PROMEDIO	WOB (Klbs)	PSI	GPM	RPM TOTAL
Auca	12 1/4"	35.09	9 - 27.71	3370	832	194
Sacha		42.46	7.62 - 30.94	2795 - 3610	653 - 850	160 - 225
Shushufindi		39.4	9.55 - 27.3	2301 - 3344	709 - 919	130 - 203

Sección 8 1/2"

CAMPOS	SECCIÓN	ROP PROMEDIO	WOB (Klbs)	PSI	GPM	RPM TOTAL
Auca	8 1/2"	37	8.5 - 19.4	2040	405	179
Sacha		43.34	7.2 - 22.23	1843 - 2575	391 - 526	159 - 203
Shushufindi		43.78	8.16 - 18.83	1632	389	186

- Los rangos promedio de desviación máxima para los pozos perforados en los campos Auca, Sacha y Shushufindi son los siguientes:

Rangos promedio de desviación máxima			
CAMPO	ÁNGULOS (°)		
Auca	25	-	30
Sacha	26	-	31
Shushufindi	24	-	28

- Las profundidades totales promedio para los pozos perforados en los campos Auca, Sacha y Shushufindi son los siguientes

Profundidades totales promedio		
CAMPO	PROFUNDIDAD (ft)	
	MD	TVD
Auca	10 800	10 300
Sacha	10 600	10 000
Shushufindi	10 000	9 600

- Los intervalos globales promedio correspondientes a los conglomerados superior e inferior de los campos Auca, Sacha y Shushufindi son los siguientes:

Intervalos globales prom correspondientes a los conglomerados				
CAMPO	PROFUNDIDAD (ft)			
	MD		TVD	
	DESDE	HASTA	DESDE	HASTA
Auca	7 000	8 200	6 700	7 800
Sacha	6 800	7 800	6 450	7 400
Shushufindi	6 500	7 500	6 200	7 100

- El tiempo promedio para la perforación de un pozo direccional en los tres campos se encuentra entre los 22 y 25 (días) y el NPT promedio no sobrepasa los 2 (días), verificado a continuación:

Pozos tipo "J"

Auca: tiempo promedio de perforación: 24.8 días; NPT promedio: 1.14 días.

Sacha: tiempo promedio de perforación: 22.7 días; NPT promedio: 0.85 días.

SSF: tiempo promedio de perforación: 24.1 días; NPT promedio: 0.77 días.

Pozos tipo “S”

Auca: tiempo promedio de perforación: 23.7 días; NPT promedio: 1.86 días.

Sacha: tiempo promedio de perforación: 23.5 días; NPT promedio: 1.32 días.

SSF: tiempo promedio de perforación: 23.5 días; NPT promedio: 1.52 días.

- Los costos totales promedio de perforación para los pozos perforados en los campos Auca, Sacha y Shushufindi son los siguientes:

Auca: USD \$ 4 000 000.

Sacha: USD \$ 3 120 000.

SSF: USD \$ 7 280 000.

- Para el campo Auca, los rubros promedio más importantes en los costos totales de perforación son los siguientes: taladro de perforación (USD \$ 800,000.00), tubería de revestimiento (USD \$ 600,000), direccional (USD \$ 510,000.00), fluidos de perforación (USD \$300,000.00), cementación (USD \$ 370,000.00) y brocas (USD \$ 140,000.00).
- Para el campo Sacha, los rubros promedio más importantes en los costos totales de perforación son los siguientes: taladro de perforación (USD \$ 660,000.00), tubería de revestimiento (USD \$ 600,000.00), direccional (USD \$ 440,000.00), fluidos de perforación (USD \$ 320,000.00), cementación (USD \$ 215,000.00) y brocas (USD \$ 125,000.00).
- Para el campo Shushufindi, los rubros promedio más importantes en los costos totales de perforación son los siguientes: taladro de perforación (USD \$1, 230, 000), tubería de revestimiento y tubing (USD \$ 1, 200,000), direccional (USD \$ 550,000.00), fluidos de perforación (USD \$ 400,000.00), brocas (USD \$ 180,000.00), cementación (USD \$ 270,000.00), supervisión de perforación (USD \$ 500,000.00), contingencias (USD \$ 650,000.00).
- Del análisis se infiere que los costos de operaciones de perforación para el campo Shushufindi son mayores que el resto, principalmente debido a los altos

rubros correspondientes a supervisión de perforación y contingencia que en general supera USD \$ 1, 000,000.

6.3. RECOMENDACIONES

6.3.1. RECOMENDACIONES TÉCNICAS

Sección 16”

- Iniciar la perforación con parámetros controlados esto con el fin de no fracturar las formaciones superficiales y mantener una buena estabilidad del hoyo, también adicionar material anti-pérdida para evitar posibles pérdidas de fluido, mantener durante la perforación de la sección de 16”, 1000 (GPM) para garantizar una buena hidráulica de limpieza, 100 (RPM) para crear turbulencia en fondo, además realizar doble repaso cada parada perforada, garantizando así una efectiva limpieza del hoyo, ayudando a evitar posibles embolamientos en la Broca.
- Repasar mínimo dos veces cada parada perforada garantizando la limpieza del hoyo, esto con el fin de dar mayor tiempo para que los recortes salgan a superficie y evitar posible acumulación de los mismos en fondo y en el anular.
- Previa a la corrida del revestidor de 13 3/8”, ajustar la densidad efectiva del fluido de perforación para evitar problemas durante la bajada del revestidor.
- Bombear siempre píldoras de limpieza para evitar empaquetamientos en el anular. Descargar los cortes de perforación y así evitar taponamientos del flow line.
- Por el tipo de pozo perforando “J” o “S” con un alto desplazamiento de la tangente, considerar no colorar ningún exceso de cemento para evitar retorno de cemento no deseado.
- Usar caudal de trabajo hasta un máximo de 1000 GPM dependiendo de la capacidad de las bombas del sistema. Esta recomendación, ayudará a la optimización de la perforación del hoyo de 16” al maximizar la limpieza del hoyo y sobretodo conformando su geometría mediante el lavado de las formaciones que conforman la sección del Terciario Indiferenciado.

- Circular el pozo el tiempo que sea necesario hasta que exista retornos limpios, teniendo en cuenta presión estable.

Sección 12 ¼”

- Durante la perforación de la sección de 12 ¼”, se recomienda mantener trabajando al 100% el equipo de control (zarandas y mud cleaner) para el mantenimiento de las propiedades del fluido y la baja incorporación de sólidos de baja gravedad específica.
- Adicionar píldoras con material sellante, permitiendo un buen sello y estabilidad en conglomerados, lutitas y arenas perforadas.
- Si se observa durante la perforación del Conglomerado Inferior bajo ROP, con excesivos valores de vibraciones laterales, Stick Slip y alto torque, se recomienda sacar el BHA a superficie para evitar que la broca salga fuera de diámetro y que varios elementos en fondo sean afectados sobre todo por el alto torque.
- Antes de entrar a los conglomerados adicionar hasta 3% (v/v) de lubricante, todo esto para optimizar el desempeño del Motor de Fondo, ya sea para subir, bajar o mantener inclinación y rumbo. Se recomienda mantener esta concentración entrando a zona de interés como Tena.
- Durante la perforación de los Conglomerados superior e inferior de la formación Tiyuyacu, se recomienda adicionar CARBONATO DE CALCIO de diferente granulometría como agentes sellantes, con la finalidad de proteger/aislar estas zonas y así prevenir posibles pérdidas de circulación y reducir los problemas durante los viajes en estas zonas.
- Trabajar durante la perforación de la sección con caudales óptimos (entre 800 a 850 GPM) que permitan el acarreo de cortes en el anular provenientes del cizallamiento y/o trituración que realiza la broca; y de esta manera asegurar la limpieza del hoyo y evitar inconvenientes durante los viajes de calibración.
- Al inicio y salida de los Conglomerados, incrementar el caudal paulatinamente para evitar embolamientos ya que se presentan intercalaciones de conglomerado y arcilla.

Sección 8 ½"

- Trabajar con caudales máximos de 405 (GPM), propiedades reológicas promedio de 12 PV y 29 de YP, durante la perforación de Napo y Hollín, con lo que se evitará generar Washout y desestabilización en el hoyo perforado.
- Utilizar densidad de 9.0 a 9.3 (lpg) durante toda la sección 8 ½" para proveer suficiente estabilidad mecánica para el pozo, reduciendo riesgos de pega diferencial de tubería.
- Utilizar mayor concentración de lubricante al 1% (V/V) para minimizar y ayudar a mejorar los viajes de calibración y la bajada del liner.
- Circular el tiempo suficiente una vez que se haya bajado el liner hasta obtener retornos limpios.
- Se requiere que se mantenga compatibilidad entre las propiedades reológicas del fluido y los parámetros de perforación, durante toda la sección, en especial en zona de Lutitas y Areniscas evitando así la erosión, obteniendo un diámetro de pozo en calibre.
- Se debe minimizar el daño ocasionado a la zona productora por el fluido de perforación. Para aquello se requiere una reología alta y una filtración baja.
- En caso de obtener valores muy altos de presión durante la circulación del pozo antes de la cementación, se recomienda rotar-reciprocarse la sarta de trabajo para mejorar los parámetros del pozo.
- Iniciar el desplazamiento luego de haber lavado las líneas y así eliminar el remanente de cemento presente en las líneas y bombas desde la unidad de bombeo de cementación hasta la cabeza de cementación.
- Correlacionar con pozos vecinos para evaluar la ventana operativa de trabajo y determinar que la densidad de lodo sea menor a la presión de fractura de la formación.
- Al finalizar la perforación de la sección de 8 ½", se recomienda realizar un viaje de calibración que permita una operación más segura durante la bajada de liner.

6.3.2. RECOMENDACIONES DE LA GESTIÓN ECONÓMICA

- Realizar un estudio posterior a nivel de Instituciones del Estado y a nivel Universitario como complemento al presente trabajo, para determinar con mayor certeza, los motivos por los que; los costos totales de operaciones de perforación para pozos perforados en el campo Shushufindi son muy superiores a los costos correspondientes a otros campos Auca y Sacha.
- Sería interesante que la gestión económica de los campos Auca y Sacha se sociabilice a los mandos directivos del campo Shushufindi para que se impriman prácticas similares y permitan optimizar su gestión técnico-económica.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Datalog (Marzo 2001). Manual de Procedimientos y Operaciones en el Pozo; David Hawker, Karen Vogt
- Jorge Dueñas Mejía (2009). Curso de Perforación Direccional Segunda Edición.
- CEDIP, Universidad. Diseño de la Perforación de Pozos, México 2000
- Petroamazonas. (Mayo 2014). Reporte Final de Perforación Auca. Reporte final de Mud Logging
- Río Napo. (Marzo 2014). Reporte Final de Geología Sacha.
- Petroamazonas. Consorcio Shushufindi. (Agosto 2012). Reporte Final de Perforación
- Petroamazonas (Marzo 2014). Programa de Perforación Campo DRAGO NORTE.
- Río Napo (Marzo 2014). Programa de Perforación Campo SACHA. Plataforma Sacha 390
- Petroamazonas (Marzo 2014). Programa de Perforación Campo DRAGO NORTE.

WEBGRAFÍA

- http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bell_nipple.aspx
- <http://www.drilex.net/carga-herramientas-tubulares-macarroni.swf>
- <http://achjj.blogspot.com/2012/08/sistemas-diverter-en-control-de-pozos.html>
- <http://www.spadesintl.com/sliplockassembly.html>
- <http://www.welrinconpetrolero.blogspot.com/2010/10/fundamentos-de-perforacion.html>
- http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/b/blind_ram.aspx
- <http://forum.wordreference.com/showthread.php?t=2835246&langid=24>
- http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/k/kill_line.aspx
- http://petronnica.narod.ru/articles/Wear_bushing.html
- <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/swab.aspx>
- http://www.proz.com/kudoz/english_to_spanish/petroleum_eng_sci/396876-8-backreaming.html
- <http://petrowiki.org/Glossary%3AOverpull>
- <http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms.aspx?LookIn=term%20name&filter=washout>
- http://www.glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/s/setting_tool.aspx
- http://www.slb.com/~media/Files/drilling/product_sheets/mwd/slimpulse.pdf
- <http://www.geotecdrill.es/8-drill-pipe-drilling-tool/8-2-1-saver-sub.html>
- <http://www.legis.nd.gov/information/acdata/pdf/81-09-03.pdf?20150210150200>
- http://www.slb.com/services/well_intervention/sidetracking_whipstocks/openhole.aspx

GLOSARIO

IADC-Código: International Association of Drilling Contractors, son códigos de brocas que sirven para que los perforadores describan que tipo de bocas están buscando; estos códigos clasifican a la broca según a formación que se va a perforar, diseño del cojinete/junta utilizada.

Lutita Subfísil: Tipo de lutita que se separa en planos paralelos espacialmente próximos.

Cellar: Área subterránea, posiblemente forrado de madera, que se encuentra por debajo de la plataforma de perforación. El Cellar sirve como una cavidad en la que reside la cabeza del casing.

Nipple Campana: Una tubería expandida en la parte superior de la sarta de revestimiento, sirve como embudo para guiar las herramientas de perforación hacia el extremo superior de un pozo.

Tubería Macarroni: Llamadas así por su forma enrollada tipo macarrón, se utilizan para aumentar la vida productiva del pozo, mantener la presión y la producción por más tiempo, evitar el colgamiento, evitar la producción de agua de la formación.

Diverter: El Diverter o Desviador, es un preventor anular con un gran sistema de tuberías bajo la subestructura. Se utiliza para revertir los influjos desde el taladro.

Slip Lock Assembly: Se ejecuta para controlar o bloquear influjos de fondo de pozo en la tubería. El operador puede establecer el bloqueo a cualquier profundidad deseada en la tubería.

Blind Ram: Un componente de acero cuya función es evitar reventones. Posee dos bloques de acero que se reúnen en el centro del pozo para sellar la tubería con el fin de cerrar un pozo que no contiene una sarta de perforación.

Kill Line: Una tubería de alta presión que va desde el BOP a las bombas del equipo de perforación de alta presión, donde el fluido muerto es bombeado a través de la sarta de perforación y anular a través de la línea de estrangulamiento.

Wear Bushing: Es una pieza de equipo instalado en la cabeza del pozo que está diseñado para actuar como una guía protectora para el casing y evitar daños al colador de casing ya en su lugar.

Suaveo: Reducir la presión en un pozo mediante el movimiento de la tubería, las herramientas operadas con cable o los sellos de caucho, en dirección hacia la superficie.

Reaming: Repasar la perforación para ampliar un pozo. Tal vez la razón más común para el Reaming de una sección, es que el agujero no se perforó tan grande como debería haber sido desde el principio.

Backreaming: Ensanchar el pozo sacando/levantando la tubería de perforación.

Overpull: Es una tensión adicional que se aplica cuando se tira de una sarta de perforación atascada sin romper el límite a la tracción de la sarta de perforación.

Washouts: La eliminación de material o una sustancia del pozo por lavado con un fluido.

Setting Tool: Herramienta o dispositivo que se utiliza en la colocación o el ajuste de los equipos de fondo de pozo, tales como los tapones. En algunos casos, la herramienta también se utiliza para recuperar el equipo o herramienta que se ha establecido en el pozo.

Stick and Slip: Vibraciones de torsión que se producen debido a la aceleración y desaceleración de rotación cíclica del BHA. Esta velocidad puede ser a cero RPM o en exceso dos veces la velocidad de rotación medida en superficie. Mientras se puede producir un daño considerable a la broca de perforación también existe la probabilidad de daños o la fatiga de otros componentes del motor.

Slimpulse: Sistema MWD para adquisición de datos.

Saver Sub: Sustituto de protección para tuberías de perforación. Está diseñada con una estructura de aleación de acero.

Slick Line: El término slickline se refiere a la tecnología de alambre utilizada por operadores de pozos de gas y petróleo para bajar equipamiento dentro del pozo a

los propósitos de una intervención en el mismo, comúnmente denominada well intervention.

Re-entry: Significa un pozo que fue perforado y completado inicialmente y que se volvió a entrar y recompletar para alcanzar nuevos objetivos.

Whipstock: Sistema de cuña de desviación de pozo abierto para eliminar la incertidumbre por tapón de cemento. Whipstock elimina el riesgo de elementos obturadores dañados mientras se ejecuta en el agujero.

Rathole: En el contexto de un equipo de perforación, un agujero de rata es el orificio a través del piso de perforación donde el kelly puede ser almacenado cuando tiene que ser desconectado.

ANEXOS

**ANEXO A1: TABLA DE PROFUNDIDADES TVD Y MD DEL CAMPO
AUCA**

**ANEXO A2: TABLA DE PROFUNDIDADES TVD Y MD DEL CAMPO
SACHA**

**ANEXO A3: TABLA DE PROFUNDIDADES TVD Y MD DEL CAMPO
SHUSHUFINDI**

**ANEXO B1: TABLA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DEL CAMPO
AUCA**

**ANEXO B2: TABLA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DEL CAMPO
SACHA**

**ANEXO B3: TABLA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN DEL CAMPO
SHUSHUFINDI**

**ANEXO C1: TABLA DE PARÁMETROS OPERACIONALES DE LAS
BROCAS DEL CAMPO AUCA**

**ANEXO C2: TABLA DE PARÁMETROS OPERACIONALES DE LAS
BROCAS DEL CAMPO SACHA**

**ANEXO C3: TABLA DE PARÁMETROS OPERACIONALES DE LAS
BROCAS DEL CAMPO SHUSHUFINDI**

**ANEXO D1: TABLA DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DEL
CAMPO AUCA**

**ANEXO D2: TABLA DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DEL
CAMPO SACHA**

**ANEXO D3: TABLA DE ASENTAMIENTO DE TUBERÍAS DEL
CAMPO SHUSHUFINDI**

**ANEXO E1: TABLA DE COSTOS DE LOS PRINCIPALES
SERVICIOS DE PERFORACIÓN DE LOS CAMPOS AUCA, SACHA
Y SHUSHUFINDI**