

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

ANÁLISIS DE LAS PERFORACIONES HORIZONTALES DE LOS CAMPOS SACHA Y SHUSHUFINDI DE PETROPRODUCCIÓN

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN
PETRÓLEOS**

FRANCISCO JAVIER CARVAJAL RODRÍGUEZ

LUIS DAVID ORDÓÑEZ REA

DIRECTOR: Ing. VLADIMIR CERÓN

Quito, Abril 2007

DECLARACION

Nosotros, Francisco Javier Carvajal Rodríguez y Luís David Ordóñez Rea, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada 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 normalidad institucional vigente.

Francisco Javier Carvajal Rodríguez

Luís David Ordóñez Rea

CERTIFICACION

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Francisco Javier Carvajal Rodríguez y Luís David Ordóñez Rea, bajo mi supervisión.

Ingeniero Vladimir Cerón
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

En primer lugar a Dios, a mis padres y hermanos que me han dado un apoyo constante durante toda mi vida.

A mis profesores que me enseñaron el valor de la vida y lo importante que es ponerse metas y luchar por alcanzarlas.

A mi novia Gaby, por estar junto a mí en los buenos y malos momentos en estos últimos años.

A todos mis compañeros y amigos que de una u otra manera contribuyeron para la realización de este trabajo.

Francisco Javier.

DEDICATORIA

El presente trabajo va dedicado con mucho cariño a mis padres Francisco Carvajal y Mercedes Rodríguez que me dieron la vida, a mis hermanos Juan Carlos y Anita que han sido el pilar fundamental de mi vida. Gracias por todo.

Francisco Javier.

AGRADECIMIENTO

A Dios por ser mi fuente divina de inspiración de fortaleza y perseverancia.

*Mi eterna gratitud para quienes me apoyaron en todo momento.
De manera especial a mis padres, maestros y compañeros; testigos de mis triunfos y fracasos.*

Y a mi querida Escuela Politécnica Nacional de la cual llevo las mejores enseñanzas.

Luis David.

DEDICATORIA

A mis padres.

*Que con infinito amor supieron
guiarme en el camino del estudio
para alcanzar una profesión y ser
hombre de bien y útil a la sociedad.*

*A ellos dedico este trabajo fruto de
su sacrificio y esfuerzos constantes.*

Luis David.

INDICE

1. Descripción litológica y estratigráfica de los campos Sacha y Shushufindi.	
1.1. Introducción	1
1.2. Generalidades de los campos Sacha y Shushufindi	1
1.2.1. Breve reseña histórica del campo Shushufindi	1
1.2.2. Descripción y ubicación del campo Shushufindi	2
1.2.3. Breve reseña histórica del campo Sacha	3
1.2.4. Descripción y ubicación del campo Sacha	3
1.3. Litología y estratigrafía de la cuenca oriental Ecuatoriana	5
1.3.1. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca oriente	5
1.3.2. Litología y estratigrafía del campo Shushufindi y Sacha	14
1.3.2.1. Campo Shushufindi	14
1.3.2.1.1. Estratigrafía	14
1.3.2.1.2. Litología	15
1.3.2.2. Campo Sacha	16
1.3.2.2.1. Estratigrafía	16
1.3.2.2.2. Litología	16
1.3.2.3. Análisis de los objetivos Geológicos	18
1.3.2.3.1. Pozo SSF-96H	18
1.3.2.3.2. Pozo SSF-102H	20
1.3.2.3.3. Pozo SAC-175H	22
1.3.2.3.4. Pozo SAC-173H	25
1.3.2.3.5. Pozo SAC-171H	28
1.3.2.3.6. Pozo SAC-163H	31
1.3.2.3.7. Pozo SAC-174H	33
2. Estudio de las tecnologías, equipos y técnicas de perforación de pozos horizontales.	
2.1. Introducción	34
2.2. Definición	34
2.3. Programa de perforación	37
2.3.1. Procedimiento de perforación	37
2.3.2. Direccionamiento del pozo	38
2.3.2.1. Profundidad del objetivo (TVD, MD)	38
2.3.2.2. Target	40
2.3.2.3. Kick off point (KOP)	41
2.3.2.4. Azimut	41
2.3.2.5. Angulo de inclinación del objetivo	43
2.3.2.6. Tipos de construcción de ángulo (Build up).	44
2.3.2.6.1. Radio Largo	44
2.3.2.6.1.1. Tipos de pozos de radio largo	44
2.3.2.6.2. Radio medio	46
2.3.2.6.3. Radio corto	48
2.3.2.6.3.1.1. Procedimientos de perforación	49
2.3.2.6.4. Pata de perro severa (Dog Leg Severity)	52
2.3.3. Programa de fluido de perforación	54
2.3.3.1. Sistema de eliminación de sólidos	55

2.3.3.2. Características de los fluidos	58
2.3.3.2.1. Estabilidad del hoyo	59
2.3.3.2.2. Limpieza del Hoyo	62
2.3.3.2.3. Lubricación	63
2.3.3.2.4. Control de sólidos	64
2.3.3.2.5. Protección de la formación	65
2.3.3.3. Propiedades físicas del fluido de perforación	65
2.3.3.3.1. Densidad	66
2.3.3.3.2. Contenido de sólidos	66
2.3.3.4. Propiedades Reológicas del fluido de perforación	67
2.3.3.4.1. Viscosidad plástica	68
2.3.3.4.2. Punto de cedencia (Yield Point)	68
2.3.3.4.3. Fuerzas de gel	68
2.3.3.5. Métodos para determinar las propiedades de los fluidos	69
2.3.3.5.1. Filtración	70
2.3.3.5.2. Salinidad	70
2.3.3.6. Clasificación de los fluidos	71
2.3.3.6.1. Fluidos base agua	71
2.3.3.6.1.1. Lodos base agua dulce	71
2.3.3.6.1.2. Lodos químicos	72
2.3.3.6.1.3. Lodos de calcio	73
2.3.3.6.1.4. Lodos polímeros	73
2.3.3.6.2. Fluidos base aceite	74
2.3.3.6.3. Fluidos gaseosos	74
2.3.4. Programa de hidráulica	75
2.3.4.1. Características hidráulicas de un pozo horizontal	75
2.3.4.2. Diseño de presión	76
2.3.4.3. Diseño del diámetro hidráulico	78
2.3.4.4. Desempeño hidráulico	79
2.3.4.5. Criterio de optimización hidráulica	79
2.3.5. BHA	80
2.3.5.1. Componentes del BHA	80
2.3.5.1.1. Tubería	80
2.3.5.1.1.1. Tubería pesante	80
2.3.5.1.1.2. Tubería compresiva	81
2.3.5.1.2. Estabilizadores	82
2.3.5.1.3. Herramientas de orientación y toma de registros	83
2.3.5.1.3.1. MWD	83
2.3.5.1.3.2. LWD	84
2.3.5.1.3.3. Gyro	85
2.3.5.1.3.4. Steering tool	85
2.3.5.1.4. Herramientas deflectoras	85
2.3.5.1.4.1. Bent	85
2.3.5.1.5. Motores de fondo	86
2.3.5.1.5.1. Tipos de motores de fondo	87
2.3.5.1.5.1.1. Motores hidráulicos	87
2.3.5.1.5.1.2. Motores de turbina	87
2.3.5.2. Arreglo de BHA	88
2.3.5.2.1. Geometría para arreglos multicurvos	88

2.3.5.2.1.1.Geometría del motor tipo 1	90
2.3.5.2.1.2.Geometría del motor tipo 2	90
2.3.5.2.1.3.Geometría del motor tipo 3	91
2.3.5.2.1.4.Geometría del motor tipo 4	92
2.3.6. Programa de brocas	93
2.3.6.1.Tipos de brocas	93
2.3.6.2.Selección de la broca	94
2.3.6.3.Evaluación del daño de las brocas	95
2.3.7. Técnicas de perforación para ganancia y mantenimiento de ángulo	95
2.3.7.1.Técnica de rotación	96
2.3.7.2.Técnica de deslizamiento	97
2.3.8. Tubería de revestimiento y cementación.	98
2.3.8.1.Tubería de revestimiento	98
2.3.8.2.Tipos de casing y sus funciones	98
2.3.8.3.Tipos de cemento	99
2.3.8.4.Herramientas para la cementacion del casing	100
2.3.8.5.Procedimiento de corrida y cementación	102
2.3.8.6.Cálculos	103
3. Estudio de los problemas operacionales.	105
3.1. Introducción	105
3.2. Problemas de los pozos horizontales del Campo Shushufindi	105
3.2.1. Pozo SSF-96H	105
3.2.1.1.Problema 1	107
3.2.1.2.Análisis del problema 1	109
3.2.1.3.Problema 2	109
3.2.1.4.Análisis del problema 2	111
3.2.1.5.Problema 3	111
3.2.1.6.Análisis del problema 3	113
3.2.2. Pozo SSF-102H	114
3.2.2.1.Problema 1	116
3.2.2.2.Análisis del problema 1	117
3.3. Problemas de los pozos horizontales del Campo Sacha	118
3.3.1. Pozo SAC-175H	118
3.3.1.1.Problema 1	120
3.3.1.2.Análisis del problema 1	121
3.3.1.3.Problema 2	122
3.3.1.4.Análisis del problema 2	123
3.3.2. Pozo SAC-173H	124
3.3.2.1.Problema 1	126
3.3.2.2.Análisis del problema 1	129
3.3.3. Pozo SAC-171H	129
3.3.3.1.Problema 1	131
3.3.3.2.Análisis del problema 1	133
3.3.4. Pozo SAC-163H Problema 1	134
3.3.4.1.Problema 1	136
3.3.4.2.Análisis del problema 1	138
3.3.4.3.Problema 2	138
3.3.4.4.Análisis del problema 2	140

3.3.4.5.Problema 3	140
3.3.4.6.Análisis del problema 3	142
3.3.5. Pozo SAC-174H	143
3.3.5.1.Problema 1	145
3.3.5.2.Análisis del problema 1	148
3.3.5.3.Problema 2	148
3.3.5.4.Análisis del problema 2	152
3.4. Estudio de estabilidad de lutitas “B” y “Napo Basal”	153
3.4.1. Geopresiones de las lutitas “B” y “Napo Basal”	153
3.4.2. Cálculo de geopresiones	153
3.4.2.1.Determinación de la presión de sobrecarga	153
3.4.2.2.Determinación de la presión de poro	154
3.4.2.3.Método de Eaton	154
3.4.2.4.Determinación de la presión de fractura (Método de Eaton)	155
3.4.2.5.Calibración de las predicciones de las presiones de poro y fractura	156
3.4.2.6.Estabilidad de la lutita “B”	157
3.4.2.7.Estabilidad de la lutita “Napo Basal”	158
3.4.2.8.Optimización del tiempo no productivo	159
4. Alternativas para optimizar futuras operaciones de la perforación horizontal en los Campos Shushufindi y Sacha	161
4.1. Introducción	161
4.2. Sistema dirigitible de perforación rotatoria	162
4.2.1. Antecedentes	162
4.2.2. Características de la herramienta	163
4.2.3. Aplicación de la herramienta	164
4.2.4. Ventajas y desventajas	164
4.3. Perforación con casing	166
4.3.1. Generalidades	167
4.3.2. Herramientas	168
4.3.2.1.Arreglo no recuperable o fijo	168
4.3.2.2.Sistema recuperable	168
4.3.3. Perforación con casing y motores de fondo direccionales	170
4.3.4. Perforación con casing y sistemas rotatorios direccionales	171
4.3.5. Ventajas y desventajas	172
4.4. Brocas de 8 1/2” para control direccional	173
4.4.1. Antecedentes	174
4.4.2. Componentes de la broca 8 1/2” para control direccional	175
4.4.3. Características de la broca 8 1/2” para control direccional	176
4.4.4. Ventajas y desventajas	178
4.5. Fluido de perforación para el control de lutitas inestables	178
4.5.1. Antecedentes	178
4.5.2. Características del lodo	179
4.5.3. Ventajas y desventajas	180
5. Análisis económico de la inversión de la perforación horizontal versus producción.	181
5.1. Introducción	181

5.2. Inversión en las perforaciones horizontales	181
5.3. Producción de los pozo horizontales	182
5.3.1. Producción esperada de la sección horizontal	183
5.3.2. Producción obtenida de la sección horizontal	184
5.3.3. Producción total	184
5.4. Ingresos	184
5.4.1. Ingresos planeados de la sección horizontal	185
5.4.2. Ingresos reales de la sección horizontal	185
5.5. Costos de producción	186
5.5.1. Costos de operación	186
5.5.2. Costos de mantenimiento	187
5.5.2.1.Reacondicionamientos a los pozos	187
5.5.2.2.Trabajos para mantener la producción	188
5.5.2.3.Costos extras	188
5.6. Rentabilidad de los proyectos de perforación	188
5.6.1. Flujo de caja	189
5.6.2. Periodo de recuperación de la inversión (PRI)	190
5.6.3. Valor actual neto (VAN)	191
5.6.4. Taza interna de rentabilidad (TIR)	193
6. Conclusiones y recomendaciones	195
6.1. Conclusiones	195
6.2. Recomendaciones	197

Anexos

Glosario

Bibliografía

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Estado de los pozos del Campo Shushufindi	3
Tabla 1.2: Estado de los pozos del Campo Sacha	4
Tabla 1.3: Columna estratigráfica de la Cuenca Ecuatoriana	8
Tabla 1.4: Coordenadas del objetivo del Pozo SSF-96H	19
Tabla 1.5: Coordenadas del objetivo del Pozo SSF-102H	21
Tabla 1.6: Coordenadas del objetivo del Pozo SAC-175H	23
Tabla 1.7: Coordenadas del objetivo del Pozo SAC-173H	25
Tabla 1.8: Coordenadas del objetivo del Pozo SAC-171H	28
Tabla 1.9: Coordenadas del objetivo del Pozo SAC-163H	31
Tabla 1.10: Coordenadas del objetivo del Pozo SAC-174H	34
Tabla 2.1: Materiales usados para incrementar la densidad	66
Tabla 2.2: Gravedad específica de algunos materiales	67
Tabla 3.1: Secciones del pozo SSF-96H	106
Tabla 3.2: KOP SSF-96H(planeado y actual)	106
Tabla 3.3: Propiedades del lodo (SSF-96H, prob.#1)	108
Tabla 3.4: Propiedades del lodo (SSF-96H, prob.#2)	110
Tabla 3.5: Propiedades del lodo (SSF-96H, prob.#3)	113
Tabla 3.6: Secciones del pozo SSF-102H	114
Tabla 3.7: KOP SSF-102H (planeado y actual)	115
Tabla 3.8: Propiedades del lodo (SSF-102H, prob.#1)	117
Tabla 3.9: Secciones del pozo SAC-175H	118
Tabla 3.10: KOP SAC-175H (planeado y actual)	119
Tabla 3.11: Propiedades del lodo (SAC-175H, prob.#1)	121
Tabla 3.12: Propiedades del lodo y del cemento (SAC-175H, prob.#2)	123
Tabla 3.13: Secciones del pozo SAC-173H	124
Tabla 3.14: KOP SAC-173H (planeado y actual)	125
Tabla 3.15: Propiedades del lodo (SAC-173H, prob.#1)	128
Tabla 3.16: Cambio en las propiedades del lodo (SAC-173H, prob.#1)	128
Tabla 3.17: Secciones del pozo SAC-171H	129
Tabla 3.18: KOP SAC-171H (planeado y actual)	130
Tabla 3.19: Propiedades del lodo iniciales y cambios (SAC-171H, prob.#1)	133
Tabla 3.20: Propiedades hidráulicas (SAC-171H, prob.#1)	133
Tabla 3.21: Secciones del pozo SAC-163H	135
Tabla 3.22: KOP SAC-163H (planeado y actual)	136
Tabla 3.23: Propiedades del lodo (SAC-163H, prob.#1)	137
Tabla 3.24: Propiedades del lodo y del cemento (SAC-163H, prob.#2)	139
Tabla 3.25: Propiedades del lodo (SAC-163H, prob.#3)	142
Tabla 3.26: Secciones del pozo SAC-174H	143
Tabla 3.27: KOP SAC-174H(planeado y actual)	144
Tabla 3.28: Propiedades del lodo iniciales y cambios (SAC-174H, prob.#1)	151
Tabla 3.29: Propiedades hidráulicas (SAC-174H, prob.#1)	152
Tabla 3.30: Comparación de Fuerzas (Lutita “B”)	157
Tabla 3.31: Comparación de Fuerzas (Lutita “B”)	158
Tabla 3.32: Comparación de Fuerzas (Lutita “B”)	158
Tabla 3.33: Comparación de Fuerzas (Lutita “Napo Basal”)	159
Tabla 3.34: Comparación de Fuerzas (Lutita “Napo Basal”)	159
Tabla 3.35: Comparación de Fuerzas (Lutita “Napo Basal”)	159

Tabla 3.36: Optimización del TNP	160
Tabla 4.1: Parámetros de compatibilidad	164
Tabla 4.2: Brocas de 8 1/2" POZO SAC 175H	174
Tabla 4.3: Brocas de 8 1/2"	177
Tabla 4.4: Propiedades de lodo campo Shushufindi	179
Tabla 4.5: Propiedades de lodo campo Sacha	179
Tabla 4.6: Características del lodo propuesto	180
Tabla 5.1: Presupuesto de pozos horizontales	182
Tabla 5.2: Producción esperada de pozos horizontales.	183
Tabla 5.3: Producción de petróleo acumulado sección horizontal	184
Tabla 5.4: Producción anual de petróleo	184
Tabla 5.5: Precio de petróleo	185
Tabla 5.6: Ingresos ideales de un pozo horizontal	185
Tabla 5.7: Ingreso de la sección horizontal	186
Tabla 5.8: Trabajos de reacondicionamiento	188
Tabla 5.9: Trabajos de acidificación	188
Tabla 5.10: Flujo de caja de la sección horizontal	190
Tabla 5.11: Periodo de recuperación de la inversión	190
Tabla 5.12: Valor acumulado neto (sección horizontal)	192
Tabla 5.13: Valor actual neto (TOTAL)	193
Tabla 5.14: Taza interna de rentabilidad de los proyectos	194

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Ubicación del campo Shushufindi	2
Figura 1.2: Ubicación del campo Sacha	4
Figura 1.3: Grupo Napo	10
Figura 1.4: Mapa estructural base caliza “A”	15
Figura 1.5: Mapa estructural tope Hollín	17
Figura 2.1: MD y TVD	39
Figura 2.2: Objetivo geológico (Target)	40
Figura 2.3: Punto de desvío (KOP)	41
Figura 2.5: Los cuadrantes direccionales y ejemplos de ázimet.	42
Figura 2.6: Angulo de inclinación	43
Figura 2.7: Tipos de pozos de radio largo	45
Figura 2.8: Esquema de un pozo de radio medio típico	47
Figura 2.9: Secuencia de fresado de una sección de tubería de revestimiento un pozo antiguo	50
Figura 2.10: Secuencia del rimado para una redeterminación	51
Figura 2.11: Calculo teórico de la geometría de severidad de pata de perro	52
Figura 2.12: Zaranda vibradora	55
Figura 2.13: Desarenador	56
Figura 2.14: Desilter	57
Figura 2.15: Mud cleaners	58
Figura 2.16: Centrífuga decantadora	58
Figura 2.17: Esfuerzos principales in situ	60
Figura 2.18: Pega diferencial	61
Figura 2.19: Acumulación de ripios en una perforación horizontal	62
Figura 2.20: Tipos de fuerza de gel en el lodo	69
Figura 2.21: Hidráulica	77
Figura 2.22: Comparación de la distribución de las fuerzas en los drill pipe y drill collars	82
Figura 2.23: Tubería con wear knots o pads	82
Figura 2.24: Tipos de estabilizadores	83
Figura 2.25: MWD	84
Figura 2.26: LWD	84
Figura 2.27: Arreglo del ángulo del Bent	86
Figura 2.28: Motores hidráulicos	87
Figura 2.29: Motores de turbina	88
Figura 2.30.: Geometría tipo 1	90
Figura 2.31: Geometría tipo 2	90
Figura 2.32: Geometría motor tipo 3	91
Figura 2.33.: Geometría motor tipo 4	92
Figura 2.34: Tipos de brocas	94
Figura 2.35.: Tipos de casing	99
Figura 3.1: Perfil del pozo	107
Figura 3.2: Perfil del pozo	116
Figura 3.3: Perfil del pozo	120
Figura 3.4: Perfil del pozo	126
Figura 3.5: Perfil del pozo	131
Figura 3.6: Perfil del pozo	136

Figura 3.7: Perfil del pozo	145
Figura 3.8: Profundidad versus tiempo de tránsito o resistividad	155
Figura 3.9: Diagrama de fuerzas in situ	157
Figura 3.10: Optimización del TNP	160
Figura 4.1: Arreglo del ángulo del Bent	162
Figura 4.2: Posiciones de los Pads	163
Figura 4.3: Posiciones de los Pads	165
Figura 4.4: BHAs recuperables y no recuperables	170
Figura 4.5: Motor direccional para perforación con casing 1	171
Figura 4.6: Motor direccional para perforación con casing 2	172
Figura 4.7: Componentes de la broca de 8 ½”	175
Figura 4.8: Parámetros de la broca de 8 ½” en pozos horizontales	176
Figura 4.9: Comparación de brocas de 8 ½”	177
Figura 5.1: Producción ideal de un pozo horizontal	183

RESUMEN

El primer capítulo tiene el objetivo de conocer la ubicación del pozo tanto en superficie, como de la sección horizontal. Para esto se usaron varios métodos como la correlación de los parámetros geológicos de pozos aledaños y el análisis geológico de pozos verticales pilotos al inicio del desarrollo de cada campo, los cuales sirvieron como guías para los futuros pozos horizontales. Se pudo concluir que los pozos fueron bien ubicados, ya que, los objetivos geológicos presentaban buenos perfiles de rendimiento de los pozos.

En el segundo capítulo se hace un estudio de la tecnología, técnicas y equipos disponibles para la perforación de los pozos horizontales. Este estudio es de gran importancia para conocer todas las operaciones y herramientas involucradas en el proceso de perforación.

En el tercer capítulo se estudió detalladamente cada pozo haciendo uso de los planes y reportes de perforación existentes. De cada pozo se hizo un resumen de los problemas más importantes y se realizó un análisis de los mismos. En este capítulo también se hizo un estudio de la estabilidad de las lutita "Napo Basal" y lutita "B" para los campos Sacha y Shushufindi respectivamente, ya que, se determinó que fueron las responsables del 80% problemas estudiados.

Las alternativas tecnológicas son estudiadas en el cuarto capítulo, aquí se realiza varias comparaciones entre las herramientas y sistemas utilizados en la perforación de los pozos horizontales y las existentes en la actualidad con la finalidad de dar nuevos recursos en el supuesto caso que se deseara realizar un nuevo proyecto de perforación horizontal en los campos Sacha y Shushufindi.

El análisis económico de todo proyecto es fundamental para la conocer la rentabilidad del mismo. En el quinto capítulo se realiza un estudio técnico-económico del proyecto de perforación horizontal, el mencionado estudio hará énfasis en la evaluación económica usando métodos comúnmente usados para este propósito.

PRESENTACION

En Enero del 2001, con la perforación del pozo SAC-175H, se inició el proyecto de perforación de pozos horizontales en los campos Sacha y Shushufindi por parte de la empresa Petroproducción, el cual tenía como objetivo perforar 17 pozos. Debido a problemas operacionales durante la perforación de los pozos, se decidió culminar el proyecto habiéndose perforado únicamente 7 pozos horizontales.

En el presente trabajo se realizará un estudio detallado de las operaciones de cada uno pozos horizontales perforados para conocer los sistemas, herramientas y técnicas usadas durante los trabajos de perforación. Además se realizará un estudio económico del proyecto para conocer del mismo.

Como objetivos principales de este estudio está el presentar alternativas técnicas y realizar varias recomendaciones que permitan disminuir los problemas operativos en futuras perforaciones horizontales en los campos estudiados.

CAPITULO I

DESCRIPCION LITOLOGICA Y ESTRATIGRAFICA DE LOS CAMPOS SACHA Y SHUSHUFINDI

1.1. INTRODUCCION

Los aspectos geológicos y de esfuerzos de los yacimientos son de vital importancia dentro de la perforación tanto vertical, direccional como horizontal ya que, este determinara aspectos fundamentales como la trayectoria que deberá seguir el pozo desde la superficie hasta el objetivo geológico, el tipo de lodo de perforación a usarse, las herramientas de perforación (brocas, tubería de perforación, etc.), técnicas de perforación, etc.

Dentro de los aspectos geológicos del yacimiento que se debe destacar en los trabajos de perforación son: litología, estratigrafía y mecánica de pozos. Estos tres aspectos son tomados en cuenta para la elaboración del plan de perforación y cuidadosamente revisados durante la perforación del pozo. Finalmente se hace un reporte pie por pie de las muestras recogidas.

1.2. GENERALIDADES DE LOS CAMPOS SACHA Y SHUSHUFINDI

1.2.1. BREVE RESEÑA HISTORICA DEL CAMPO SHUSHUFINDI

El campo Shushufindi es el más grande del país, fue descubierto por la compañía Texaco- Gulf el 4 de Diciembre de 1968 con el pozo SSF – 1 el cual tuvo una profundidad de 9972'. Las pruebas se efectuaron a partir del 10 de Enero, siendo completado el 13 de Enero de 1969, obteniéndose una producción de 2621 BPPD con un API 32,5° y 2496 BPPD de 26.6° API de los reservorios "T" y "U" respectivamente.

Se estimó que se tenía una reserva de 3MM BP "in situ".

Se conoce que hasta Diciembre del 2006 se ha recuperado el 33.12% de las reservas de éste campo y que posee un factor de recobro del 51.64%.

Adicionalmente la gravedad promedio del crudo es de 28.8 °API y que la formación de mayor importancia es la Napo.

1.2.2. DESCRIPCIÓN Y UBICACIÓN DEL CAMPO SHUSHUFINDI

El campo Shushufindi se encuentra en las provincia de Sucumbíos y Orellana a 250 Km. al noroeste de Quito (Figura 1.1) se encuentra rodeado por otros campos importantes como son: El campo Sacha al este y al noreste; el campo Atacapi al Sur y el campo Libertador al suroeste.

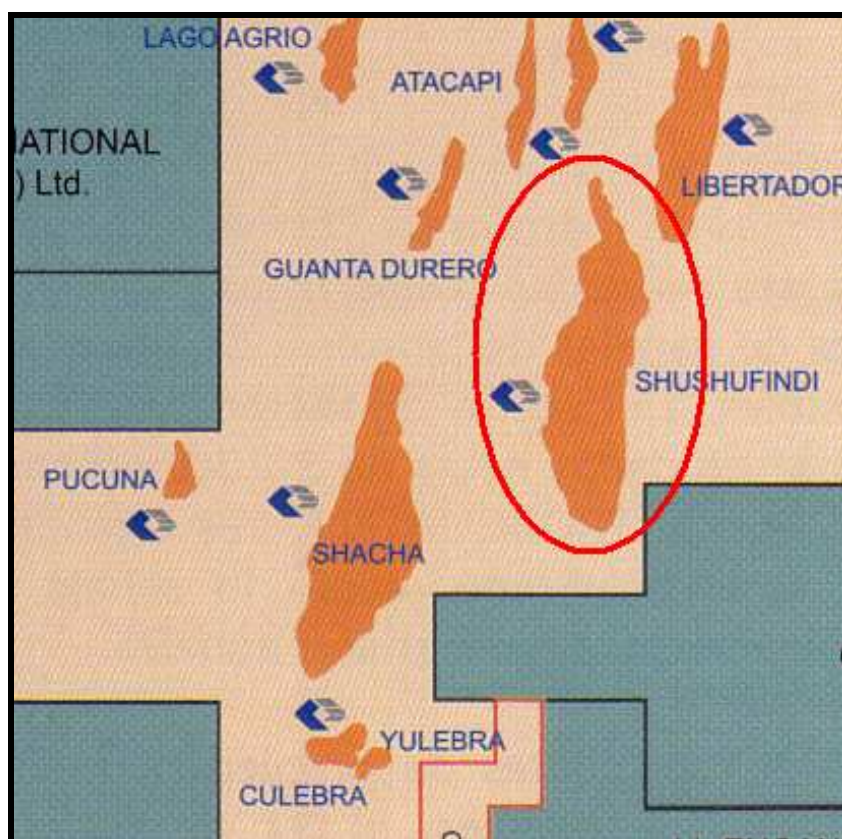


Figura 1.1: Ubicación del campo Shushufindi.
Fuente: PETROPRODUCCIÓN.

Las coordenadas UTM de este campo son las siguientes: al norte 9998000 N; al sur 99666000 N; al este 326000 E y al oeste 309000 E.

La producción promedia a diciembre del 2006, es de 54538 BPPD y proviene de los reservorios Basal Tena, "U" y "T" de la formación Napo. Existen 1125 pozos

perforados hasta Julio del 2006. El estado de los mismos se desglosa en la Tabla 1.1:

Pozos	Nº	Arena
Inyectores de agua	7	“U” y “T”
Re-inyectores	12	“TY” y “OT”
Producción	78	“U”, “T” y Basal Tena
Cerrados	17	“U”, “T” y “BT”
Abandonados	10	“U” y “T”

Tabla1.1: Estado de los pozos del Campo Shushufindi
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez.
Fuente: Reporte de producción, PETROPRODUCCIÓN.

Características de los crudos y aguas de formación

El crudo del reservorio “T” es de 26°-32° API, mientras que el de “U” varía entre 24° y 31° con predominio de los crudos menores a 30 ° API, lo que se refleja directamente en el contenido de azufre, que es de 1.10-1.22% en peso para el petróleo en la arena “U”, y 0.52-0.64% de la arena “T”. En resumen, el crudo del yacimiento “T” es de mejor calidad que el de “U”, y a su vez, el crudo de “U” superior tiene mejores características (menor contenido de Ni y V) que el de “U” principal, la presión de reservorio está en 2634 psi y la presión de burbuja en 700 psi para la arena “T”, 3867 psi la presión de reservorio y 695 psi la de burbuja para “U”.

1.2.3. BREVE RESEÑA HISTÓRICA DEL CAMPO SACHA

La estructura Sacha fue probada con la perforación del pozo Sacha 1 (que se inició el 21 de Enero de 1969) con una torre helitransportable. Alcanzó los 10160’ de profundidad y produjo 1328 BPPD de 30° API de la Formación Hollín, siendo completado el 25 de Febrero de 1969. Este pozo continúa en producción, contando a Febrero de 1998 con un acumulado de 7237 millones de barriles.

1.2.4. DESCRIPCIÓN Y UBICACIÓN DEL CAMPO SACHA.

Se encuentra ubicado en la Región Amazónica en la zona del Cantón “La Joya de los Sachas”, entre las coordenadas: 00°11’00’’ y 00°24’30’’ Latitud Sur y 76°49’40’’ a 76°54’16’’ Longitud Oeste; cubriendo un área de 124 Km², aproximadamente (Figura 1.2).



Figura 1.2: Ubicación del campo Sacha.
Fuente: PETROPRODUCCIÓN

La producción promedio a diciembre del 2006 del área, es de 42824 BPPD y proviene de los reservorios Basal Tena, "U" y "T" de la formación Napo y de la formación Hollín. Existen 183 pozos perforados hasta Agosto del 2006. El estado de los mismos se desglosa en la siguiente Tabla 1.2:

Pozos	Nº	Arena
Inyectores de agua	6	"U" y "T"
Re-inyectores	4	"TY" y "OT"
Producción	115	"BT", "U", "T" y "H"
Cerrados	47	"BT", "U", "T" y "H"
Abandonados	11	"U", "T" y "H"

Tabla 1.2: Estado de los pozos del Campo Sacha
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez.
Fuente: Reporte de producción, PETROPRODUCCIÓN

Características de los crudos.

La gravedad del crudo de Hollín Principal y la arena "T" varía entre 27° y 28° API, la de Hollín Superior, Basal Tena y la arena "U" va de 27° a 29° API.

Los contenidos de azufre determinados para los crudos de Hollín varían entre 0.40 y 1.10 %, los crudos de la arena "T" tienen 0.88 % mientras que, se tiene 1.15 y 1.23 % para los crudos de la arena "U".

Los contenidos de S, Ni y V del petróleo de yacimiento “T” en general tienden a ser menores que los de “U” y Basal Tena mientras que, dos muestras analizadas de crudos Hollín presentan resultados muy distintos, con una variación fuerte de contenido de S, Ni y V, a pesar de tener la misma gravedad.

Los crudos Hollín presentan relaciones Pristano / Fitano cercanas a 1 (0.92-1.18), lo cual indica que pueden proceder de sedimentos depositados en condiciones marino marginales, anóxicas con fuerte aporte de materia orgánica terrestre.

Las presiones de reservorio para la arena “U” es 1200 psi, 1400 psi para “T”, 4300 psi para Hollín, la presión de burbuja es de 700 psi para “U”, 900 psi para “T”, 100 psi para Hollín.

1.3. LITOLOGIA Y ESTRATIGRAFIA DE LA CUENCA ORIENTAL ECUATORIANA

La Litología es una parte de la Geología que estudia las rocas especialmente: el tamaño de grano, tamaño de las partículas y de sus características tanto físicas como químicas.

La Estratigrafía, como parte de la Geología, estudia aquellos estratos constituidos de cuerpos rocosos, reconociendo en ellos formas, composiciones litológicas, propiedades geofísicas y geoquímicas, sucesiones originarias, relaciones de edad, distribución y contenido fosilífero.

En nuestro caso en particular estudiaremos la Litología y la Estratigrafía que se encuentra al perforar un pozo para la producción de petróleo en la Cuenca Oriental del Ecuador.

1.3.1. COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA ORIENTE.

La columna estratigráfica generalizada para la Cuenca Oriental Ecuatoriana se la puede obtener de datos bibliográficos, ya que se han realizado muchos estudios anteriores acerca de la forma más representativa que tienen los estratos que van desde la superficie hasta las zonas de interés para la industria petrolera del país. Se puede obtener información muy valiosa de esta columna como son:

- Las eras geológica.
- Las edades geológicas.

- Las formaciones.
- El medio ambiente de depositación.
- El espesor promedio de cada formación.
- La Litología, basándose en las diferentes formaciones que se van presentando y
- Observaciones generales.

A continuación tenemos una descripción de las formaciones de manera descendente (superficie – subsuelo), aquí se verán los aspectos listados anteriormente y otros que pueden ser de gran interés (Tabla 1.3).

Aluvión.- La formación *Aluvión* es la superior de la columna estratigráfica, pertenece a la edad geológica Reciente, del periodo Neogeno en la era Genozoica. El medio ambiente de depositación de esta formación es Fluvial, debido a que se ha formado por la depositación de sedimentos arrastrados por ríos o decantación gravitacional en lagos. Se encuentra conformado por arenas y lodos principalmente. Su espesor estará alrededor de los 500 pies.

En la formación *Aluvión* se debe tener en cuenta de, no contaminar las aguas subterráneas que se encuentran presentes en esta.

Terrazas.- Está conformada principalmente por conglomerados (reunión de varias clases de rocas), pertenece al Pleistoceno de la era Genozoica y al igual que la formación *Aluvión* se ha desarrollado en un ambiente de depositación Fluvial. Esta formación es muy parecida a la formación *Aluvión*, inclusive en Perú se conoce como Mesa a la unión de las dos formaciones.

Desde el punto de vista de la perforación de pozos de petróleo, estas dos formaciones son muy bien vistas, ya que, se trata de formaciones suaves y por lo tanto se requiere de brocas relativamente barata y los tiempos de perforación son cortos en comparación con formaciones más duras.

Chambira.- La formación *Chambira* tiene un espesor aproximado de 700 a 1000 pies y está formado principalmente por conglomerados, areniscas y arcillas. Se encuentra dentro de una edad geológica Indiferenciada que va del Plioceno al Mioceno del periodo Neogeno. El ambiente de depositación al igual que la edad es indiferenciado y va de Agua Salobre a Continental.

Arajuno.- Al igual que la formación *Chambira*, se formó en la misma edad geológica Indiferenciada. Su medio ambiente de depositación al igual que la formación superior va de Agua Salobre a Continental. Su estructura litológica se basa en intercalaciones de areniscas parduscas con arcillas de diferentes colores, se puede tener también la presencia de conglomerados. El espesor aproximado de esta formación es de 2000 a 2500 pies.

Chalcana.- Esta formación constituye la base de esta zona de edad geológica Indiferenciada (Mioceno a Plioceno), al igual que la formación *Chambira* su ambiente de depositación es Continental. Su composición litológica casi en su totalidad consta de arcillas rojizas y en su parte basal se encuentran acompañadas de muñecos calcarios y esporádicas intercalaciones de areniscas conglomeraticas. Esta formación presenta un espesor aproximado de 2000 a 3000 pies, lo que hace fácil su identificación.

La zona Indiferenciada (Plioceno – Mioceno), tiene un espesor que va de los 4000 a 4500 pies, si se generaliza la profundidad se podría decir que, la base de esta zona se encuentra esta alrededor de los 5000 pies de profundidad. Esta zona también se supone de fácil penetración.

ERA	EDAD	FORMACION	ESPESOR	MEDIO AMBIENTE	LITOLOGIA	
CENOZOICO	Reciente	Aluvión	Variable	Fluvial	Lodos y arenas	
	Pleistoceno	Terrazas		Fluvial	Conglomerados	
	Plioceno a Mioceno	Chambira	700 a 1000	a	Agua Salobre	Arcillas, areniscas y Conglomerados
		Arajuno	2000 a 2500			Areniscas parduzcas y arcillas multicolores
	(Indiferenciado)	Chalcana	2000 a 3000	Continental	Arcillas rojizas y muñecos calcáreos	
	Oligoceno	Orteguaza	50 a 500	Agua Salobre a Marina	Areniscas y lutitas	
	Oligoceno a Eoceno	Tiyuyacu	100 a 1500	Continental	Lutita gris verdosa, Areniscas, asrcillolitas y conglomerados	
	Paleoceno		400	Continental	Arcillolitas y areniscas	
	MESOZOICO	Cretásico	Tena	a 3200	a Marina Somera	Conglomerados Limolitas y areniscas
Medio a Superior		Napo	500 a 2500	Marino transgresivo con facies regresiva En parte	Lutitas Calizas y Areniscas	
Cretásico Inferior		Hollín	270 a 480	Marino transgresivo	Areniscas cuarzosas blancas	
Jurásico Medio a Superior		Yaupi Misahualli Chapiza	600 a 4500	Continental	Tobas y arcillolitas Acumulacion volcanica Arenisca y Arcillolita	
Jurásico Inferior		Santiago	1000 a 1500	Marina	Lutitas bituminosas Calizas negras y Areniscas calcáreas	
PALEOZOICO		Carbonífero Superior a Pérmico	Macuma	900 a 1000	Marina	Calizas gris oscuras y Arcillas;calizas silícea Esquistos arcillosos
		Devoniana y Slirano Sup.	Pumbuiza	Desconocido	Marina Abierta	Lutitas negras Areniscas cuarcíticas

Tabla 1.3: Columna estratigráfica de la Cuenca Ecuatoriana

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez.

Fuente: Datos bibliográficos.

Orteguaza.- Pertenece a la edad del Oligoceno dentro del periodo Paleógeno. Esta formación presenta un espesor aproximado de 50 a 500 pies. Entre las características litológicas que presenta esta encontramos arenisca de grano fino con cemento calcáreo, lutita de color café y gris verdoso, arenisca de grano fino a muy fino con trazas de material carbonáceo. El ambiente de depositación en el que se dio esta formación es de agua salobre a Marina también conocido como “brake”.

Tiyuyacu.- La formación *Tiyuyacu* presenta gran variedad de características litológicas, las cuales mencionaremos en orden inverso a su depositación y son: lutita de color gris-verdoso con trazas de pirita e intercalaciones de areniscas de grano fino a medio, limolita rojo anaranjada y verde oliva, arcillolita de color rojo violeta, arenisca de grano fino a medio de color plomo, arcillolita de color rojo violeta y en la base se presenta conglomerado de cuarzo y chert de color amarillo y rojo.

El espesor promedio de esta formación es de 100 a 1500 pies y pertenece a la edad del Oligoceno al Eoceno. El ambiente deposicional presente en esta formación es Continental. En la sísmica, el contacto Tiyuyacu – Orteguaza corresponde a un fuerte reflector que marca el paso de ambiente Continental a Marino.

Tena.- Esta formación comprende:

Un miembro “Tena Superir” que consiste de limolitas y areniscas de grano más grueso que el miembro inferior, además presenta arcillositas color café chocolate y conglomerados de cuarzo. Esta parte de la formación pertenece a la edad del Paleoceno y constituye la base de la era Cenozoica. El ambiente de depositación aquí es Continental.

Un miembro “Tena inferior” que consiste en limolitas de color marrón rojizo y areniscas rojas de grano fino y descansa en concordancia sobre las areniscas y limolitas. El ambiente de depositación de esta parte de la formación es Continental

a Marina Somera. La era Mesozoica tiene sus comienzos en la parte inferior de Tena, además esta pertenece a la edad Cretácica.

La formación Tena tiene un espesor aproximado de 400 a 3200 pies.

Es de gran importancia destacar la posible presencia de la arena Basal Tena en la cual se puede dar la existencia de hidrocarburos.

Napo.- La formación *Napo* descansa en concordancia sobre la formación *Hollín*. Consiste en alrededor de 500 a 2500 pies de lutitas y calizas con intercalaciones de areniscas. La formación *Napo* es fácilmente reconocible por la presencia de reflectores fuertes que corresponden a niveles de calizas. Esta formación pertenece al periodo que va desde el Cretácico Medio al Superior y marca el inicio de la era Mesozoica.

Muchos autores dan a la formación *Napo* la categoría de grupo (Figura 1.3), dividiéndola en cuatro miembros (a los que se les asigna el nombre de formaciones), que corresponde a secuencias marinas de aguas poco profundas:

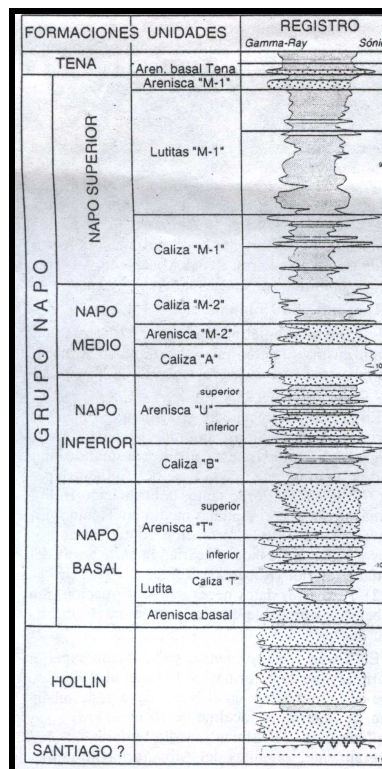


Figura 1.3: Grupo Napo.
Fuente: Bibliografía

- Napo superior.
- Napo medio.
- Napo inferior.
- Napo basal.

Napo Superior.- La formación *Napo Superior* incluye las calizas “M-1” de la zona subandina (casi no expresadas en la mayor parte de la Cuenca Oriental), a las lutitas de *Napo Superior*, y a las areniscas superiores del *Grupo Napo* (areniscas M-1). La base de la formación *Napo Superior* esta definida por el tope del último banco calcáreo de la caliza “M-2”, mientras que su tope es la discontinuidad erosiva mayor de la base de la formación *Tena*, localmente expresada por las “areniscas *Basal Tena*”.

La formación *Napo Superior* incluye tres o cuatro sedimentarias transgresivas – regresivas, cada una separada por discontinuidades a veces erosivas. Corresponden respectivamente a la caliza “M-1”, las lutitas “M-1”, la parte inferior de las areniscas “M-1” y a la parte superior de las areniscas “M-1”.

Napo Medio.- esta formación presenta a las calizas “A” y a las calizas “M-2” sin las calizas “M-1”, que tienen una gran extensión geográfica y pasaran rápidamente hacia el Este a lutitas y margas laminadas muy similares a las lutitas de la formación *Napo Superior*. La base de la formación esta definida por la base del primer banco calcáreo masivo de la caliza “A” y su tope esta definido por el tope del último banco masivo de las calizas “M-2”, bien reconocidas en el campo. La formación *Napo Medio* corresponde a dos secuencias de transgresión y progradación de plataforma carbonatada (caliza “A” y “M-2” respectivamente).

Napo Inferior.- En el grupo *Napo*, la formación *Napo Basal* se encuentra bajo la formación *Napo Inferior*, que incluye las calizas “B”, las lutitas “U” y las areniscas “U”. Su base esta definida por el tope del último banco masivo de la arenisca “T”, que coinciden generalmente con la base de un nivel lutítico intercalado entre las areniscas “T” y las calizas “B”.

Napo Basal.- Esta incluye la arenisca Basal, las lutitas negras y las areniscas “T”. Su base esta definida por el tope del último banco arenoso masivo de la formación *Hollín* y su tope lo constituye el tope del último banco de areniscas masivas de la arenisca “T”.

En la zona subandina en el Sur Oriente, el tope de las arenas basales comprende un nivel calcáreo llamado caliza “C”. En las mismas zonas, la parte superior de las lutitas Napo basal esta constituida por una secuencia o estrato creciente de margas y calizas que se pueden llamar calizas “T”, por su proximidad con las arenas “T”. La formación *Napo Basal* tal como esta definida ahora corresponde más o menos a un primer ciclo sedimentario transgresivo – regresivo, cuyo tope podría coincidir con una buena línea de tiempo.

Hollín.- La formación *Hollín* es la base de la edad del Cretácico dentro de la edad del Mesozoico, el ambiente de depositación es Marino Transgresivo, Las areniscas gruesas de la parte inferior son Continentales en tanto que la parte superior de grano más fino fue depositada en medio Marino Litoral.

El espesor aproximado es de 270 a 480 pies, esta principalmente constituida por areniscas cuarzosas blancas de grano medio a grueso, masivo con estratificación cruzada. Se caracteriza también por la presencia de capas guijarras delgadas e intercalaciones de lutita, limonitas y arenas negras impregnadas de asfalto.

Yaupi.- Se encuentra bien definida en la parte Norte de la Cuenca y corresponde a los depósitos de la parte superior de la formación *Chapiza*.

En el Sacha Profundo – 1 esta representado por tobas, intercaladas con limolitas y arcillolitas multicolores con basaltos.

Misahuallí.- La formación *Misahuallí* pertenece a la edad Precretacica y no es más que un equivalente lateral de los miembros inferiores y medio de la formación *Chapiza* y probablemente de la formación *Yaupi*. Esta formado por acumulaciones volcánicas masivas y gruesas.

Chapiza.- Pertenece a la edad Precretácica de la era Mesozoica, consiste en una sucesión de sedimentos clásicos Continentales (capas rojas) que se depositaron en un ambiente Continental de clima seco o desértico con pequeñas incursiones marinas (transgresiones) de distribución local, posee un espesor promedio de 600 a 4500 pies y esta definida en el Sur de la Cuenca.

Dentro de la formación *Chapiza* se puede introducir tres divisiones:

Chapiza Superior.- Esta constituido por lutitas, areniscas y conglomerados de color rojo y también areniscas feldespáticas, tobas de color gris, verde y violeta, areniscas tobáceas, brechas y basaltos. A este miembro se le da la categoría de formación y le asignamos el nombre de Yaupi en la parte Norte de la Cuenca.

Chapiza Media.- Es una alternancia de lutitas y areniscas de color rojo pero sin intercalaciones de evaporitas.

Chapiza Inferior.- conocida como Chapiza roja y gris consistente en una alternación de lutitas y areniscas de color gris, rosado y violeta, con evaporitas.

Santiago.- La formación presenta calizas con lutitas bituminosas en la parte superior, y calizas negras con dolomitas en la parte inferior de la misma. Estas calizas están separadas por pequeños estratos de areniscas calcáreas de grano fino a grueso. El ambiente de depositación de ésta formación es eminentemente marino. La formación Santiago constituye la base de la era Mesozóica.

Macuma.- La edad de la formación según estudios paleontológicos pertenece al Carbonífero Superior alcanzando probablemente el Pérmico. *Macuma* principalmente esta constituida por estratos de calizas bioclásticas, con intercalaciones de pizarras, margas y areniscas finas.

La formación Macuma se separa en dos miembros:

Miembro Superior.- Compuesto por calizas de color gris oscuro con intercalaciones de arcilla pizarrosa. Las calizas son silíceas y hacia arriba pasan a margas y arcillas no calcáreas.

Miembro Inferior.- Que consta de calizas silíceas muy fosilíferas, dispuestas en capas delgadas de color gris azulado oscuro, que alternan con pizarras y esquistos arcillosos de color negro.

Pumbuiza.- Pertenece a la edad Devoniana Y Siluriana superior y es la base de la era Paleozoica y constituye la base de la misma. Pertenece a un ambiente de depositación evidentemente Marino y su Litología esta dada principalmente por lutitas negras grafiticas con pequeñas intercalaciones de areniscas cuarciticas en su parte superior.

Es muy importante destacar que esta formación es la última dentro de la columna estratigráfica conocida ya que se encuentra sobre el basamento cristalino, debido a esto el espesor de esta formación no esta claramente definido.

1.3.2. LITOLOGIA Y ESTRATIGRAFIA DEL CAMPO SHUSHUFINDI Y SACHA

1.3.2.1. Campo Shushufindi.

1.3.2.1.1. Estratigrafía

Los estratos productivos de campo son las arenas "U", "T" y "Hollín". Las características generales de estos estratos se mencionaron en el punto anterior.

Para hacer un mejor análisis de los estratos productivos del campo, tomaremos las tres arenas y las consideraremos como una sola estructura. De esta manera podremos comprender aspectos muy importantes de la zona productiva del Campo Shushufindi.

El anticlinal Shushufindi tiene una orientación Norte-Sur y tres culminaciones principales: dos dentro de lo que se conoce como anticlinal Shushufindi y una

tercera denominada Aguarico. A la base de la Caliza "A", la estructura tiene una longitud aproximada de 33 Km. y un ancho que varia entre 6 y 7 Km. Su cierre estructural en el alto sur (pozo SSF 21-A) es de 371', de 341' en la culminación ubicada hacia el norte de la anterior (pozo SSF 9-A) y de 223' en el alto Aguarico (pozo SSF B60).

La formación de la estructura se produce durante el Turuniano-Maastrichtiano, evidenciada en el periclinal sur de Shushufindi por un "onlap" sobre el reflector caliza A (Figura 1.4).

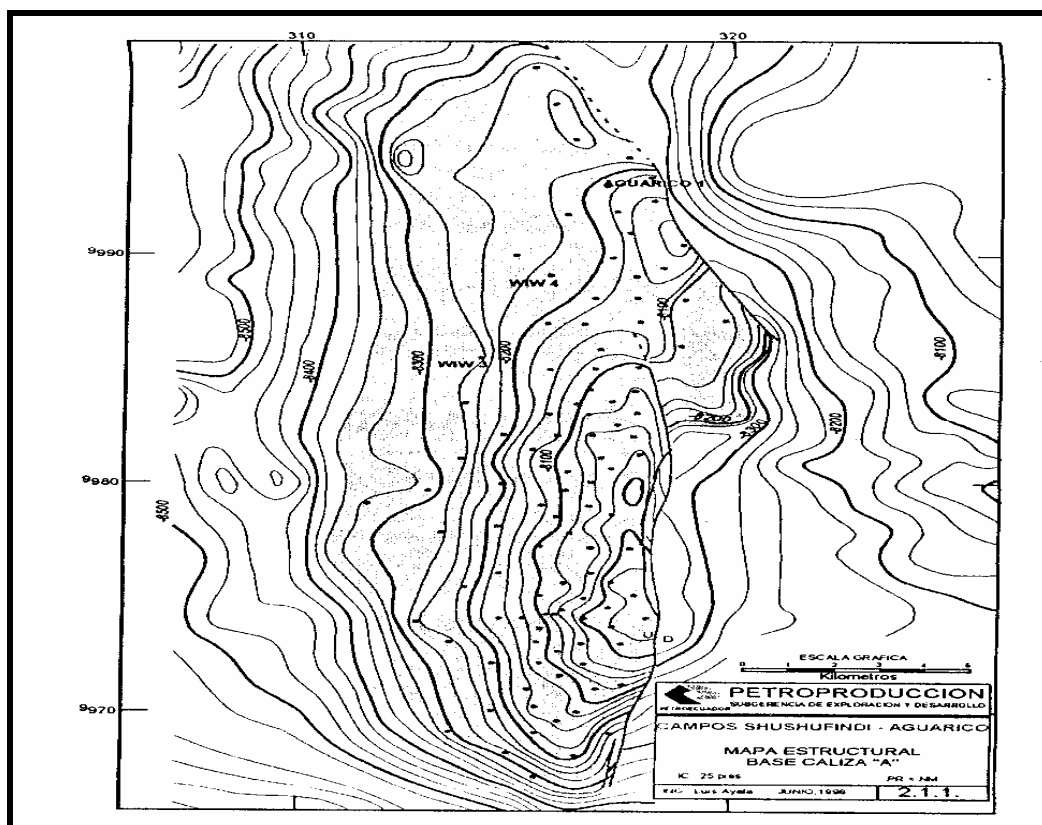


Figura 1.4: Mapa estructural base caliza "A"
Fuente: PETROPRODUCCIÓN.

1.3.2.1.2. Litología

La formación "U" (pozo SSF A-68) es una cuarzo-arenita sub-arcósica y sub-lítica, de cuarzo mono y policristalino, con menor proporción de feldespatos y fragmentos líticos. Entre los minerales accesorios se describen circón, muscovita y glauconita. La matriz predominante es caolinitica y el cemento silicio. La

porosidad escrita es intergranular e intragranular con disolución y porosidad móldica. La porosidad promedio es de alrededor de 19%.

La formación "T" es similar a "U" con idénticos minerales accesorios. La matriz es caolinítica y en menor proporción clorítica. La porosidad igual que en "U" es inter e intragranular y tiene un valor promedio del 18%. La zona con alto valor de permeabilidad es de grano medio a grueso con ocasionales finos.

1.3.2.2. Campo Sacha

1.3.2.2.1. Estratigrafía.

Sacha es un anticlinal de dirección Norte Noreste-Sur Suroeste cortado en su flanco Oeste por una falla transcurrente. Se localiza en el occidental del Corredor Petrolífero Sacha-Shushufindi. Tiene un ancho de 4 km al Norte y alrededor de 7 km al Centro y Sur, y una longitud aproximada de 33 km. Presenta un cierre vertical máximo de alrededor de 240' a la base caliza "A" (culminación en el área del pozo Sacha 1), y un área de 32,167 acres.

Bajo la estructura Sacha de edad Cretácica, se desarrolló el anticlinal "Sacha Profundo", de posible edad jurásico inferior a medio (Figura 1.5) que plegó los depósitos paleozoicos y triásico-jurásicos de la Formación Sacha (Santiago-equivalente), el mismo que fue probado con el pozo Sacha Profundo-1 sin resultados positivos.

1.3.2.2.2. Litología.

Arenisca U. Es una cuarzo-arenita sub-arcósica y sub-lítica, de cuarzo mono y policristalino, con menor proporción de feldespatos y fragmentos líticos (SSF A-68). Entre los minerales accesorios se describen circón, muscovita y glauconita. La matriz predominante es caolinítica y el cemento silíceo (SSI, 1991). La porosidad descrita es intergranular e intragranular con disolución y porosidad móldica; su valor promedio es del 17%. La arenisca "U" *Inferior* es de mayor desarrollo, mientras que "U" *Superior* es una unidad más discontinua.

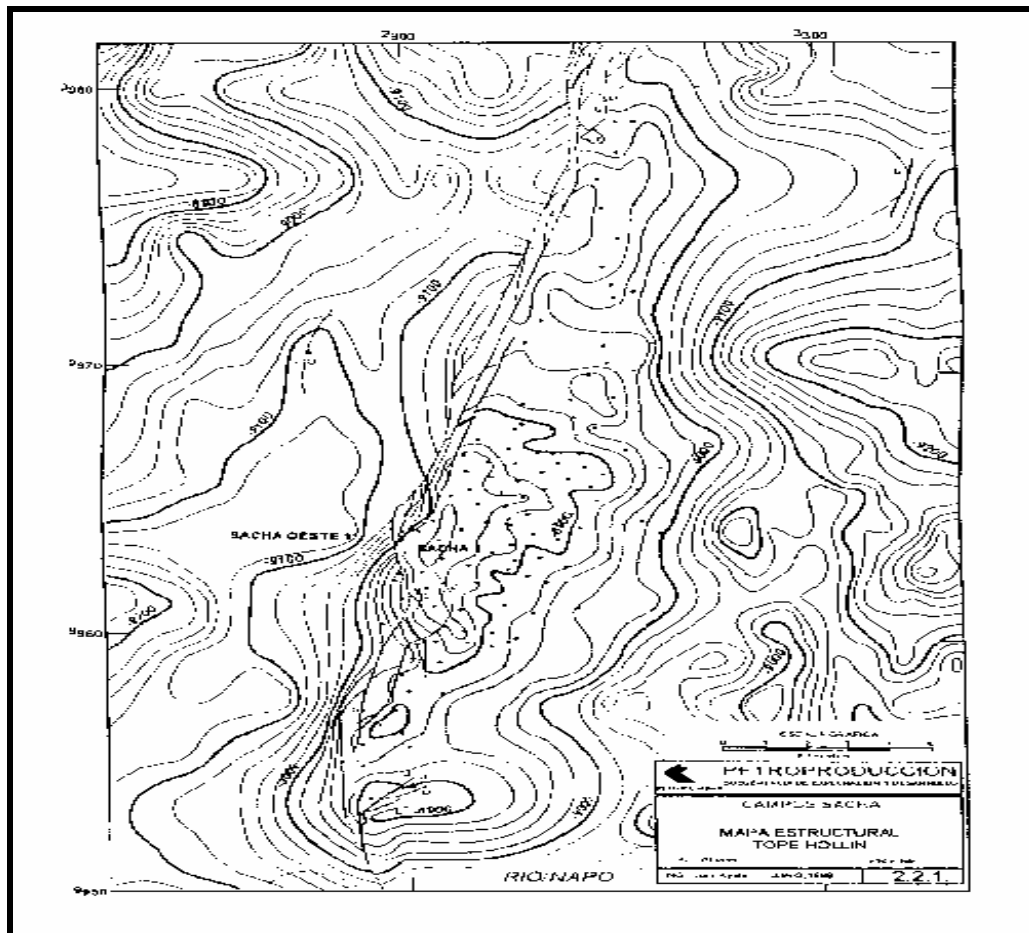


Figura 1.5: Mapa estructural tope Hollín.
Fuente: PETROPRODUCCIÓN.

“T” Superior.- Tiene un espesor total que oscila entre 30 y 100 pies. La distribución de tamaño y desarrollo arenoso es similar al descrito para *“T”* principal. Esta arenisca es más discontinua y heterogénea que *“T”* principal.

“T” Principal. Es la sección arenosa de la secuencia *“T”* de mayor continuidad vertical y lateral, su espesor total varía entre 20 y 90 pies y se encuentra más desarrollada en la parte central del Campo, siendo menor su desarrollo en el Norte y Sur del mismo.

Hollín superior (o arenisca Napo Basal). Arenisca cuarzosa-glaucionítica con una porosidad media del 14 % se encuentra interestratificada con lutita.

Hollín Principal. Arenisca cuarzosa, de grano medio a grueso (fino en menor proporción con porosidad de alrededor del 18% en promedio, con ocasionales niveles limosos y arcillosos.

1.3.2.3. Análisis de los objetivos geológicos

En la perforación de los pozos horizontales se tomó como objetivo geológico arenas productoras que han demostrado buena producción de hidrocarburo en el campo.

Consideramos importante el conocimiento de los topes y las bases de las arenas para el entendimiento del espesor y orientación de cada una de ellas, con el objetivo de indagar si la orientación que tomó la perforación horizontal fue la adecuada. Además, para nuestro estudio litológico de las posibles arenas productoras, se ha considerado que los pozos correlacionados presentan las mismas características de los pozos de interés.

Las características principales de la roca como son: porosidad y permeabilidad también han sido tomadas en cuenta para conocer las perspectivas de producción de los diferentes pozos. Cabe destacar que solo se hará un análisis de las arenas que han sido probadas.

1.3.2.3.1. Pozo SSF-96H

El pozo SSF-96H fue perforado como el primer pozo horizontal por la compañía Petroecuador en el campo Shushufindi. Este pozo se encuentra ubicado en: Latitud: 00° 11' 57.28" (N 9977679.92 m) y Longitud: 76° 39' 18.97" (E315777.780m).

Este pozo tenía como objetivo principal la formación "T" principal y como objetivo secundario se consideraron las formaciones Basal Tena y Napo "U" superior.

La sección horizontal construida en este pozo y las coordenadas del objetivo principal son detalladas en la tabla 1.4.

Coordenadas del objetivo del Pozo SSF-96H				
Coordenadas de navegación	Plan		Reporte	
Iniciales	S 3926,1 m	E 416,5 m	S 4016,3 m	E 387,47 m
Finales	S 4673,8 m	E 155,4 m	S 4673,88 m	E 155,48 m
Longitud (pies)	5628'		4610'	

Tabla 1.4: Coordenadas del objetivo del Pozo SSF-96H

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez.

Fuente: Reportes de perforación, PETROPRODUCCIÓN.

Para correlacionar las formaciones que se encontraron en la perforación de este pozo se tomó en cuenta las formaciones de los pozos: SSF-84(LAT: 00° 11' 57,736" S, LON: 76° 39' 19,433" W), SSF-89(LAT: 00° 12' 07,84" S, LON: 76° 39' 0,80" W), SSF- 12B (LAT: 00° 12' 19,12" S, LON: 76° 39' 27,46" W) y SSF-73 (LAT: 00° 12' 42,187" S, LON: 76° 39' 08,265" W) Anexo 1.

En la Anexo 2 se observa la profundidad de los topes y las bases de las principales arenas de los pozos correlacionados y las características de la roca.

Hemos realizado este análisis con la finalidad de observar el comportamiento de las estructuras geológicas de interés, a partir de nuestro pozo de estudio donde podemos resaltar los siguientes aspectos:

La formación Basal Tena.- Esta arenisca se encuentra presente en los pozos SSF-96H, SSF-84, SSF-12B, como se puede ver en el Anexo 2.

Formación "U" superior.- Los análisis de correlación geológica presentan predominancia de arenisca y algunas intercalaciones de lutita.

En la dirección de los pozos SSF-84, SSF-89, SSF-12B y SSF-73, se observa que esta arena presenta un aumento de espesor como se puede ver en el Anexo 2. En cuanto a la profundidad de esta formación, se da un aumento en la profundidad en la dirección de los pozos SSF- 84 y SSF-89, lo que contrariamente ocurre en dirección del pozo SSF-73. Por otra parte en dirección del pozo SSF-12B la profundidad de la arena se mantiene estable. No se presentan datos de porosidad o permeabilidad en los pozos correlacionados.

Formación "U" inferior.- Las características geológicas indican la presencia areniscas con intercalaciones de delgadas capas de lutita.

Una característica importante es el incremento de la profundidad en la dirección de todo los pozos correlacionados. El espesor de esta formación se mantiene constante en la dirección de los pozos SSF-12B y SSF-73, no así en la dirección de los pozos SSF-84 y SSF-89 donde el espesor disminuye. El pozo SSF-73 presenta las mejores características de porosidad y permeabilidad.

Formación "T" principal.- Se presenta un predominio de areniscas con algunas intercalaciones de lutita, limolita y con trazas de carbón.

La profundidad se incrementa en todos los pozos correlacionados en especial al pozo SSF-12B. El espesor de la formación sufre un decrecimiento importante especialmente en la dirección del pozo SSF-73. Se observa que el espesor en el pozo SSF-96H es significativamente mayor a los pozos correlacionados, esto se debe a que, en la arena existen pequeñas intercalaciones de lutita, lo que no afecta en la continuidad. Las propiedades petrofísicas son mejores en la dirección del pozo SSF-12B.

1.3.2.3.2. Pozo SSF-102H

El pozo Shushufindi 102H es el segundo pozo horizontal de desarrollado perforado por Petroecuador en este campo, está ubicado en las coordenadas: LAT 00° 11' 33,16" S; LONG 76° 38' 36,49" W (N 9978708,88 m; E 317091,35 m).

Como estimaciones de profundidad vertical verdadera y profundidad medida estimada final se tenía 9198' y 13028' respectivamente, mientras que los valores en la realidad para dichas mediciones fueron de 9199,38' y 11850'.

La formación tomada como objetivo geológico primordial fue "T" principal (Anexo 1) y como objetivo secundario están Basal Tena y "U" superior. En la tabla 1.5 se

detalla las coordenadas del objetivo geológico primordial tanto del plan como el alcanzado en la perforación y la zona de navegación.

Coordenadas del objetivo del Pozo SSF-102H				
Coordenadas de navegación	Plan		Reporte	
Iniciales	N 9979641,04 m	E 317447,42 m	N 9979655,1 m	E 317444,8 m
Finales	N 9980287,17 m	E 317701,46 m	N 9979960,09 m	E 317573,22 m
Longitud (pies)	2278,65		1087	

Tabla 1.5: Coordenadas del objetivo del Pozo SSF-102H

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez.

Fuente: Reportes de perforación, PETROPRODUCCIÓN.

Para determinar en nuestro análisis la ubicación de las arenas productoras tanto principales como secundarias hemos correlacionado mediante la utilización de registros eléctricos de los siguientes pozos SSF-90, SSF-97, SSF-77 los mismos que fueron incluidos en una anterior correlación para el desarrollo del plan de perforación.

En el Anexo 2 se muestra los topes, las bases de las arenas de interés y otros parámetros de interés como las porosidades y permeabilidades de cada arena.

Del análisis geológico que se puede observar en cuanto a las arenas objetivo tanto del pozo SSF-102H como de los pozos correlacionados podemos mencionar.

Formación basal tena.- Presenta una delgada capa de arenisca con una pobre saturación de hidrocarburo.

La correlación muestra que la profundidad de la formación basal tena está presente mucho más profundo en los pozos SSF- 77- 90 de la encontrada en el pozo SSF-102H, no está presente en el pozo SSF-93. El espesor se encuentra muy semejante en todos los pozos que se utilizaron para la correlación en un promedio de 13 pies.

Formación "U" superior.- De los análisis geológicos de los ripsos de perforación, se puede ver la presencia de arenisca con leves intercalaciones de lutita y caliza.

Todos los pozos se encuentran a una mayor profundidad que a la que esta presente en el pozo de interés en un valor máximo de 130 pies con el pozo SSF-90, su espesor decrece en dirección del SSF-93 mientras se incrementa hacia los pozos SSF - 77 - 90.

Formación “U” inferior. Esta formación muestra la presencia de arena y lutita con predominancia de la primera.

La profundidad a la cual esta formación está presente en el pozo SSF – 93 es ligeramente menor que la del pozo de interés mientras que en los pozos SSF – 77 y SSF – 90 esta profundidad es mayor. El espesor es muy variado ya que decrece en gran manera en la dirección del pozo SSF – 93, se mantiene aproximadamente hacia el SSF – 52 y ligeramente aumenta en el pozo SSF – 77. Solo se presentan datos petrofísicos en dirección del pozo SSF-77 pero son muy pobres.

1.3.2.3.3. Pozo SAC-175H

Este pozo fue el primer pozo horizontal perforado en las áreas asignadas a Petroproducción en la cuenca oriental del Ecuador, con ubicación de LAT: 00°15' 21.38" (N9971317.85 m) y LAT: 76° 50' 52.046" (E 249345.23 m).

Previo a la perforación de este pozo se perforó el pozo SAC-170 vertical con el fin de investigar las formaciones a ser perforadas por parte del pozo horizontal en lo que respecta a recabar información mecánica de las rocas a fin de determinar parámetros óptimos de drenaje.

La formación “Hollín” inferior (Anexo1) fue tomada como objetivo principal y como objetivo secundario se planeó las formaciones “T” superior y “U” inferior.

La tabla 1.6 presenta las coordenadas del objetivo tanto del plan como del reporte y la longitud de la sección de navegación.

Coordenadas del objetivo del Pozo SAC-175H				
Coordenadas de navegación	Plan		Reporte	
Iniciales	N 9971265,6 m	E 294148,5 m	N 9971298,05 m	E 294182,96 m
Finales	N 9970714,05 m	E 293913,3 m	N 9970964,3 m	E 294029,9 m
Longitud (pies)	1961,2		1206,6	

Tabla 1.6: Coordenadas del objetivo del Pozo SAC-175H

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez.

Fuente: Reportes de perforación, PETROPRODUCCIÓN.

A mas del pozo SAC-170 (LAT: 00° 15' 20.144"; LON: 76° 50' 52.04") para este estudio se correlacionó los pozos SAC-93 (LAT: 00° 15' 16.56"; LON: 76° 51' 27.67") y SAC- 53 (LAT: 00° 16' 0.3"; LON: 76° 50' 49").

El Anexo2 nos muestra los topes y las bases de las principales formaciones productoras de los pozos correlacionados y las características de la roca.

Se ha realizado un estudio geológico de las formaciones de interés el cual se detalla a continuación:

Formación Basal Tena.- Es una arenisca que se encuentra presente en todos los pozos correlacionados excepto en el pozo SAC-53. Los espesores de las formaciones en los pozos aledaños al pozo de interés son bajos.

Formación "U" superior.- Está compuesto predominantemente por arenisca y algunas intercalaciones de lutita.

Esta se puede describir como una formación muy limpia en la cual el espesor decrece en todos los pozos correlacionados. En cuanto a la profundidad esta incrementa en dirección de los todos los pozos. La porosidad y permeabilidad solo se presentan en los pozos SAC-93 y SAC- 53 mostrando mejores condiciones el segundo pozo.

Formación "U" inferior.- La arenisca en esta formación se encuentra intercalada por delgadas capas de caliza y lutita.

En esta formación, la profundidad se ve incrementada en dirección de los pozos SAC- 170 y SAC-53. En cuanto al espesor de esta formación la misma disminuye considerablemente en dirección de todos los pozos correlacionados.

Formación "T" superior.- Esta compuesto, predominantemente, por arenisca con algunas intercalaciones de lutitas y algunas calizas.

En esta formación, el espesor disminuye en dirección de los pozos SAC- 93 y SAC-53 e incrementa en dirección del pozo SAC-170. La profundidad aquí se incrementa en gran medida en dirección del pozo SAC-170 y en menor forma en dirección del pozo SAC- 93, en tanto disminuye en comparación con la ubicación del pozo SAC- 53.

Formación "T" inferior.- Está compuesto por arenisca con intercalaciones de lutita y algunas delgadas capas de arcillosita y carbón.

Esta formación es muy sucia y la profundidad de la misma aumenta considerablemente en dirección de los pozos SAC-170 y SAC- 93 y disminuye en dirección del pozo SAC- 53 en igual medida. El espesor de este formación se incrementa en dirección de los pozos SAC-53 y SAC-93 pero no de manera considerable. El único pozo evaluado en esta arena fue el pozo SAC-93H presentando una porosidad del 13% y permeabilidad de 293 md.

Formación "Hollín" superior.- Al tope se encuentra un cuerpo de caliza denominado caliza "C", el cual presenta intercalaciones de lutita.

Formación "Hollín" inferior.- Se caracteriza por que fue depositada en ambiente continental. Esta formado principalmente por arenisca con algunas delgadas intercalaciones de caolinita y algunos lentes de carbón.

En el anexo 2 se puede observar que en todos los pozos correlacionados el espesor se mantiene constante en alrededor de 30 pies. La permeabilidad y

porosidad se muestran interesantes en dirección de los pozos SAC-93 y SAC-170 y muy deficiente en el pozo SAC-53.

1.3.2.3.4. Pozo SAC-173H

Este pozo fue el segundo pozo horizontal perforado en el Campo Sacha está ubicado en las coordenadas superficiales: LAT 00°15' 44,30" S (N 9970991,58 m) y LON 76° 51' 39,34" W (E 292882,72 m).

El objetivo principal de este pozo fue probar la existencia comercial de hidrocarburo en la arena Hollín inferior (Anexo 1) en tanto que, las formaciones "T" superior y "U" inferior fueron considerados como objetivos secundarios.

La tabla 1.7 nos indica las coordenadas del objetivo principal del plan y del reporte y la sección de navegación.

Coordenadas del objetivo del Pozo SAC-173H				
Coordenadas de navegación	Plan		Reporte	
Iniciales	N 9971367,55 m	E 293468,45 m	N 9971384,17 m	E 293489,9 m
Finales	N 9971751,66 m	E 293788,54 m	N 9971674,81 m	E 293723,29 m
Longitud (pies)	1640,26		1227,63	

Tabla 1.7: Coordenadas del objetivo del Pozo SAC-173H

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez.

Fuente: Reportes de perforación, PETROPRODUCCIÓN.

Los pozos verticales SAC-170 (LAT 00° 15' 20,411" S, LON 76° 50' 52,04" W), SAC-94 (LAT 00° 15' 43,4626" S, LON 76° 51' 40,8892" W) y horizontal SAC-175H (LAT 00° 15' 21,38" S, LON 76° 50' 52,046" W) sirvieron para correlacionar los topes y las bases de las arenas de interés. En el Anexo 2 mostramos la correlación de las arenas por medio de la lectura de los registros eléctricos.

Del estudio de los pozos podemos mencionar lo siguiente:

Formación Basal Tena.- Es una arenisca que presenta una profundidad mayor en la dirección del pozo SAC-175H y el SAC-94, pero esta diferencia no es muy marcada, en cuanto a su espesor existe un aumento hacia la dirección del pozo SAC-175H y desaparece esta hacia el SAC-94.

Formación "U" superior.- este miembro esta compuesto predominantemente por arenisca y algunas intercalaciones de lutita.

Esta formación se encuentra a una misma profundidad que el pozo SAC-175H, en dirección del pozo SAC-170 se profundiza y una disminución está presente hacia el pozo SAC-94. El espesor de la formación "U" superior se mantiene hacia el pozo SAC-175H en un valor promedio de 34 pies en tanto que, decrece a un valor medio de 13 pies en dirección de los pozos SAC-170 y SAC-94.

Formación "U" inferior.- Esta arenisca se encuentra intercalada con algunas calizas y lutitas.

La profundidad aproximadamente es igual a la que se encuentran correlacionándolo con el pozo SAC-94, mientras que se da una profundización hacia los pozos SAC-175H y de forma mayor hacia el SAC-170. En lo referente a el espesor esté se mantiene hacia la dirección del pozo SAC-175H, una baja se da hacia el pozo SAC-94 y un crecimiento hacia el SAC-170.

Formación "T" superior.- Este miembro esta compuesto predominantemente de arenisca con algunas intercalaciones de lutitas y calizas.

De la correlación se puede observar que la formación "T" superior esta a una profundidad similar que la encontrada en el pozo SAC-94 mientras que, hacia los pozos SAC-170 y SAC-175H este tope es encontrado a una mayor profundidad mucho más en el caso del pozo SAC-170. En lo que respecta al espesor, la correlación nos ayudó a observar que existe una semejanza con el pozo SAC-175H y un aumento en los pozos SAC-170 y SAC-94 mucho más notoria en el pozo SAC-94 ya que la diferencia existente es de alrededor de 64 pies. La porosidad y permeabilidad únicamente se pueden analizar en dirección del pozo SAC-170 y se presentan prometedoras.

Formación "T" inferior.- Este miembro esta compuesto por arenisca con intercalaciones de lutita y algunas delgadas capas de arcillosita y carbón.

La profundidad a la que se encontró esta formación es aproximadamente similar a la encontrada en el pozo SAC-175H en tanto que, en los pozos SAC-170 y SAC-94 se encontraron a una mayor profundidad. Todos los espesores encontrados en los pozos son mucho menores que el encontrado en el pozo de interés pero semejantes entre los pozos que sirvieron de correlación SAC-175H y SAC-94 con un valor promedio de 24 pies.

Formación Hollín superior.- La entrada a esta formación está determinada por la aparición de un cuerpo de caliza denominada caliza "C", intercalada con niveles de lutita, hacia la parte media se presenta una sección constituida por niveles de arenisca intercaladas con lutitas hacia la base de esta formación predominan los niveles de lutita con algunas intercalaciones de arenisca delgados niveles de caolín y esporádicos niveles de carbón. Siendo esta una formación depositada en un ambiente predominantemente marino.

La profundidad encontrada mediante la correlación nos muestra que la formación se encuentra aproximadamente igual hacia la dirección del pozo SAC-94 en tanto que, se da un gran aumento hacia el pozo SAC-170 y de manera no muy significativa un aumento hacia el pozo SAC-175H. El espesor que existe entre el pozo de interés y los pozos que sirven para la correlación nos muestra un aumento hacia el pozo SAC-170 y en manera diferente hacia el SAC-94, mientras que se da un valor similar en el pozo SAC-175H. Únicamente el pozo SAC-175H presenta esta arena evaluada y tiene buenas expectativas tanto en porosidad y permeabilidad.

Formación Hollín inferior.- Esta sección se caracteriza por que fue depositada en ambiente continental. Esta formada principalmente por arenisca con delgadas capas de limolita, carbón y caolinita. La correlación que se realizó en esta formación fue posible hacerla solo con dos pozos ya que el pozo SAC-94 no presenta esta arena.

La profundidad es mayor encontrada en el pozo SAC-170 mientras que se encuentran a una similar con el pozo SAC-175H correlacionando con el pozo de

interés. El espesor en el pozo SAC-170 es mucho mayor que el existente en el SAC-173H mientras que, es mayor pero no de forma considerable con el pozo SAC-175H. La permeabilidad y porosidad se ven favorables en dirección del pozo SAC- 170.

1.3.2.3.5. Pozo SAC-171H

El pozo SAC- 171H fue el tercer pozo perforado en este campo, está ubicado en las coordenadas: LAT 00° 16' 33,86" S (N 9969469,31 m) LONG 76° 51' 11,43" W (E 293746,06 m).

Este pozo fue perforado con el objetivo primario de probar la existencia comercial de hidrocarburos en la formación Hollín inferior (Anexo 1) y como objetivo secundario se encuentran las formaciones: "T" superior y "U" inferior.

Las coordenadas del objetivo principal y de las secciones de navegación tanto planeadas como reportadas son presentadas en la tabla 1.8.

Coordenadas del objetivo del Pozo SAC-171H				
Coordenadas de navegación	Plan		Reporte	
Iniciales	N 9968890,24 m	E 293869,93 m	N 9969942,77 m	E 293903,4 m
Finales	N 9970424,86 m	E 294020,48 m	N 9970319,76 m	E 293980,97 m
Longitud (pies)	1823,74		1263	

Tabla 1.8: Coordenadas del objetivo del Pozo SAC-171H

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez.

Fuente: Reportes de perforación, PETROPRODUCCIÓN.

Este pozo horizontal fue correlacionado con dos pozos verticales: SAC-148 (LON: 76° 51' 12,170" W, LAT: 00° 16' 33,8632 S), SAC-170 (LON: 76° 50' 52,04" W, LAT: 00° 15' 20,411" S) y con un pozo horizontal previamente ya perforado: SAC-173H (LON: 76° 51' 39,34" W, LAT: 00° 15' 44,30" S) para la determinación de los toques de las arenas de interés.

El Anexo 2 contiene toques y bases de las formaciones, información obtenida por medio de correlaciones de los registros eléctricos, además de datos de las propiedades de la roca.

Los estudios tanto de los pozos horizontales como de los pozos correlacionados muestran que este pozo no presenta la arena Basal Tena.

Formación "U" superior.- Está compuesta predominantemente por arenisca y algunas intercalaciones de lutita y caliza.

La profundidad del tope de esta formación presente en los pozos SAC-170 y SAC-173H es mucho mayor que en el pozo de interés mientras que es menor en el pozo SAC-148. El espesor encontrado muestra una semejanza de un valor aproximado de 34 pies entre el pozo de interés y los pozos SAC-148 y SAC-173H mientras que se observa un espesor menor en el pozo SAC-170.

Formación "U" inferior.- La arenisca se encuentra intercalada con algunas capas de caliza y lutita.

Esta formación ha sido encontrada a una profundidad similar al pozo de interés en el pozo SAC-148 en tanto que, en los pozos SAC-170 y SAC-173H se encuentra a una profundidad mayor. Los pozos SAC-170 y SAC-173H presentan un menor espesor en comparación con el pozo de interés pero similar entre ellos mientras que, el pozo SAC-148 posee un espesor mucho menor en la correlación. El pozo SAC-148, es el único en el cual esta arena ha sido evaluada y presenta un pobre rendimiento en cuanto a porosidad y permeabilidad.

Formación "T" superior.- Está compuesta predominantemente de arenisca con algunas intercalaciones de lutita y caliza.

La profundidad a la cual se encuentra esta formación presente está alrededor de los 9600 pies en la dirección de los pozos SAC-148 y SAC-173H mientras que está a una mayor profundidad en la dirección del pozo SAC-170. En cuanto al espesor de la formación, este es menor en dirección de los pozos SAC-170 y SAC-173 H, mientras que el encontrado en el pozo SAC-148 es mucho mayor. Esta arena ha sido evaluada en el pozo SAC-170 presentando buenas características de porosidad y regulares características de permeabilidad.

Formación "T" inferior.- Está compuesto por arenisca con intercalaciones de lutita y caliza hacia la entrada de esta formación se presentan delgadas capas de limolita y carbón.

Todas las profundidades en los pozos SAC-148, SAC-170 y SAC-173H a las cuales se encuentra esta arena son mayores a la encontrada en el pozo de interés pero esta profundidad no es significativa. Esta formación experimenta un gran aumento en dirección del pozo SAC-173H mientras que hacia los pozos SAC-148 y SAC-170 sufren una baja muy significativa.

Formación Hollín superior.- Existe la presencia de un cuerpo calcáreo, intercalado con niveles de lutita, hacia la parte media se presenta una sección formada por niveles de arenisca intercaladas con lutitas.

Esta formación está aproximadamente a la misma profundidad entre los pozos SAC-148 y SAC-173H, pero esta a su vez se encuentran más profunda correlacionando con el pozo de interés pero de una manera no tan significativa como lo es con el pozo SAC-170. En cuanto al espesor, esta formación se encuentra con un ligero aumento hacia los pozos SAC-148 y SAC-173H este aumento es aproximadamente igual hacia los dos pozos, mientras que también se da un aumento hacia el pozo SAC-170 pero el aumento en esta dirección es muy significativo.

Formación de Hollín inferior.- Está caracterizada ya fue depositada en ambiente continental. Está formada principalmente, por arenisca con algunos delgadas intercalaciones de limolita, carbón y caolinita.

La formación se ve presente a una mayor profundidad en los pozos SAC-148 y SAC-173H con el pozo de interés, esta profundidad a su vez es semejante entre estos dos pozos en tanto que, la diferencia con el pozo SAC-170 es de alrededor de 54 pies bajo el pozo de interés. Los espesores que se observan en los pozos que sirvieron para la correlación son mayores al encontrado en el pozo SAC-171H

pero de manera más significativa el del pozo SAC-170 con una diferencia de 60 pies. Se puede observar que en la dirección de todos los pozos correlacionados la porosidad se mantiene constante en 18% y la permeabilidad destaca de gran forma en el pozo de estudio con 4885 md y presenta buenas características en el pozo SAC-148 con 2406 md.

1.3.2.3.6. Pozo SAC-163H

El pozo SAC-163H fue perforado inicialmente como un pozo horizontal, pero debido a diversas circunstancias dadas en la perforación obligó a terminarlo como un pozo direccional. Este pozo es el cuarto pozo perforado en el campo Sacha y el quinto de los campos operados por Petroproducción. La localización del pozo SAC-163H es Latitud: 00° 16' 36.041" (N 9969402.3 m) y Longitud: 76° 51' 12.3693 (E 293716.3 m).

El objetivo principal de este pozo fue encontrar hidrocarburo en la formación "Hollín" inferior (Anexo1) y como objetivo secundario se planteó explorar las formaciones "T" superior y "U" inferior.

Coordenadas del objetivo del Pozo SAC-163H				
Coordenadas de navegación	Plan		Reporte	
Iniciales	N 9969014,7 m	E 293477,1 m	N/A	N/A
Finales	N 996890,8 m	E 293232,1 m	N/A	N/A
Longitud (pies)	1332,7		N/A	

Tabla 1.9: Coordenadas del objetivo del Pozo SAC-163H

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez.

Fuente: Reportes de perforación, PETROPRODUCCIÓN.

Las formaciones que se correlacionaron en la planificación de este pozo pertenecieron a los pozos: SAC-175H (LAT: 00° 15' 21.38", LON: 76° 50' 52.046"); SAC-173H (LAT: 00° 15' 44.30", LON: 76° 51' 39.34"); SAC-171H (LAT: 00° 16' 33.86", LON: 76° 51' 11.43") y SAC-148 (LAT: 00° 16' 33.863", LON: 76° 51' 12.170").

En el Anexo (2) se puede observar los topes y las bases de los pozos correlacionados y del pozo de interés, a más de las características de las rocas analizadas.

Con el fin de analizar el comportamiento de las estructuras geológicas de interés se realizó un estudio de varios aspectos como:

Basal tena.- Es una formación que presenta una arenisca bastante limpia. Esta formación se encuentra presente en todos los pozos correlacionados excepto en el pozo SAC- 148 con espesores considerables y constantes de alrededor de 35 pies.

Formación "U" superior.- Muestra características geológicas que indican que es un miembro compuesto principalmente por areniscas y algunas intercalaciones de lutita y caliza.

El espesor de la formación Napo "U" superior en el pozo de interés es significativo y se reduce en dirección de los pozos correlacionados, en especial del pozo SAC- 148.

Formación "U" inferior. Litológicamente se encuentra intercalada con algunas capas de caliza y lutita.

La formación "U" inferior no es muy pura, y presenta un aumento en la dirección del pozo SAC-175H. En cuanto a la profundidad, se puede observar un incremento en dirección de los pozos SAC-173H y SAC-175H y decrece en dirección de los pozos SAC-171H y SAC-148. El pozo SAC-148, es el único en el cual esta arena ha sido evaluada y presenta un pobre rendimiento en cuanto a porosidad y permeabilidad.

Formación "T" superior. Está compuesto predominantemente por arenisca con intercalaciones de caliza.

La profundidad de la formación "T" inferior en los pozos correlacionados mostró un decremento en dirección de todos los pozos con excepción del pozo SAC- 171H donde se mantuvo constante. En cuanto al espesor se pudo observar que se incrementa en dirección de los pozos SAC-171H y SAC-148 y decrece

significativamente hacia los dos pozos restantes. Se puede decir que es una arenisca muy limpia.

Formación “T” inferior.- Litológicamente, esta compuesta por arenisca con intercalaciones de lutita y caliza. Hacia la entrada de esta formación se presentan delgadas capas de limonita y carbón.

El espesor en la zona correlacionada crece llamativamente en dirección del pozo SAC-173H no así en la dirección de los pozos SAC- 175H y SAC-148 donde la misma disminuye considerablemente. En cuanto a la profundidad de la formación se observa en el Anexo 2 de este pozo que la misma se incrementa en dirección de los pozos SAC-173H y SAC-171H y se encuentra más cerca de la superficie en dirección de los pozos SAC-175H y SAC-148.

Formación Hollín superior.- Se pudo observar un cuerpo lutítico intercalado con niveles de calizas.

La formación Hollín superior tiene espesores que se mantienen prácticamente constantes en dirección de todos los pozos correlacionados. De manera muy similar a lo que sucede con el espesor, la profundidad de la formación se mantiene relativamente constante en todos los pozos de correlación a excepción del pozo SAC-175H donde la profundidad se incrementa considerablemente. Para la correlación de permeabilidad y porosidad, solo se tiene datos en dirección del pozo SAC-175H las cuales presentan buenas características (110 md y 16%).

1.3.2.3.7. Pozo SAC-174H

El pozo SAC-174H está ubicado en: Latitud: 00° 15' 23,016" S (N 9971645,69m) y Longitud: 76° 50' 52,044" W (E 294345,29m).

El objetivo primario de esta perforación fue la formación “Hollín” inferior en tanto que los objetivos secundarios fueron: formaciones “T” superior y “U” inferior esta última se expone en el Anexo 1 ya que no se alcanzó el objetivo primario.

La tabla 1.10 presenta las coordenadas del objetivo geológico principal y la sección de navegación del plan de perforación. Cabe resaltar que los datos antes mencionados no están disponibles en el reporte de perforación ya que, el pozo fue abandonado sin cumplir con los objetivos.

Coordenadas del objetivo del Pozo SAC-174H				
Coordenadas de navegación	Plan		Reporte	
Iniciales	N 9971015,96 m	E 293702,3 m	N/A	N/A
Finales	N 9970680,62 m	E 293545,93 m	N 9971645,692 m	E 294345,288 m
Longitud (pies)	1213,82		N/A	

Tabla 1.10: Coordenadas del objetivo del Pozo SAC-174H

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez.

Fuente: Reportes de perforación, PETROPRODUCCIÓN.

El pozo SAC-174H fue correlacionado con los siguientes pozos para la determinación de los topes y bases de las formaciones: SAC-175H (Latitud 00° 15' 21,38" S, Longitud 76° 50' 52,046" W), SAC-170 (Latitud 00° 15' 20,411" S, Longitud 76° 50' 52,04" W), estas medidas son presentadas en el Anexo 2.

Del análisis realizado en la litología de los pozos perforados y de los correlacionados podemos ver que éste pozo no presenta la formación Basal tena. Debido a los diferentes problemas presentados sólo se realizarán los análisis hasta la formación "T" inferior como se ve en el Anexo 2.

Formación "U" superior.- Está compuesta principalmente por arenisca y algunas intercalaciones de lutita y caliza.

La profundidad a la cual está presente la formación "U" superior en el pozo de interés es similar a la correlacionada con el pozo SAC-175H y mucho más arriba que la encontrada en el pozo SAC-170. En lo referente al espesor esta arena tiende a disminuir hacia la dirección de ambos pozos y es mucho más notoria hacia el pozo SAC-170.

Formación "U" inferior.- Se encuentra intercalada con algunas capas de caliza y lutita.

Se encuentra que esta formación esta a una profundidad mayor hacia la dirección del pozo SAC-170 mientras que en el pozo SAC-175H esta formación se encuentra sobre el pozo de interés. Mientras que el espesor de esta formación es menor en ambos pozos, mucho más notoria en la dirección del pozo SAC-170. Para esta arena no se tienen datos de pozos aledaños y solo se tienen datos del pozo de estudio.

Formación "T" superior.- Está compuesta predominantemente de arenisca con algunas intercalaciones de lutita y caliza.

Esta formación está aproximadamente a la misma profundidad que la encontrada en el pozo SAC-175 mientras que hacia la dirección del pozo SAC-170 esta es encontrada mucho más profundo que el SAC-174H. El espesor en el pozo SAC-174H es el más grande encontrado dentro de los pozos correlacionados, en tanto que, del pozo SAC-175H hacia el SAC-170 aumenta pero no de una manera no muy significativa. El único pozo correlacionado que presenta datos en esta formación es el pozo SAC-170 con buenas características de porosidad y permeabilidad (15% y 280 md, respectivamente).

Formación "T" inferior.- Está compuesta por arenisca con intercalaciones de lutita y caliza. Hacia la entrada de esta formación se presentan delgadas capaz de limolita y arcillita.

La formación en el pozo SAC-175H se encuentra a una menor profundidad que el pozo de interés mientras que, de manera contraria la arena en el pozo SAC-170 se encuentra a una mayor profundidad que el pozo SAC-174H. Al correlacionar el espesor del pozo de interés con los dos pozos este es menor en el pozo SAC-170 y mayor en el SAC-175H.

CAPITULO II

ESTUDIO DE LAS TECNOLOGIAS, EQUIPOS Y TECNICAS DE PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES

2.1. INTRODUCCION

En el presente capitulo se describirá los principales aspectos que se encuentran en un plan general de desarrollo para una perforación horizontal, así como también las diferentes técnicas de direccionamiento, diseño, herramientas utilizadas, etc.

Durante el desarrollo de este capitulo se presentaran algunos de los problemas más comunes que se dan en la perforación de pozos horizontales, más no la solución de los mismos.

Es indispensable aclarar que como en toda industria esta se ve afectada por los avances tecnológicos en cada una de las herramientas y los métodos, para lograr los objetivos propuestos, lo que hace indispensable una constante actualización.

Vale destacar que no será objeto de estudio los métodos y modelos matemáticos empleados en los diferentes programas.

2.2. DEFINICION

Perforación direccional es el proceso de direccionamiento de un pozo a lo largo de una trayectoria hacia un objetivo predeterminado. El control de la desviación es el proceso de mantener el borde del pozo dentro de un límite prescrito relativo al ángulo de inclinación, trazo horizontal desde la vertical o ambos.

Los pozos horizontales cumplen tienen aplicaciones diversas como son:

- Perforaciones en zonas inaccesibles.
- Perforaciones en zonas falladas.
- Perforaciones en franjas costeras.
- Perforaciones en domos salinos.
- Incrementar la producción, al tener una mayor zona de producción expuesta.
- Evitar la prematura conificación del agua, etc.

2.3. PROGRAMA DE PERFORACION

Para perforar un pozo de petróleo se debe contar con un programa de perforación, el cual debe ser aprobado y estar constituido por una serie de instrucciones y procedimientos que servirán como guía para la ejecución de cada una de las operaciones consideradas desde el inicio hasta el final de la perforación del pozo, tomando en cuenta normas y regulaciones de seguridad industrial y ambientales.

Las personas que trabajan en la perforación son las encargadas de cumplir con el programa de perforación lo más exactamente posible.

2.3.1. PROCEDIMIENTOS DE PERFORACIÓN

Esta sección constituye la parte medular de la perforación, puesto que de manera detallada y paso a paso, quedan establecidos los procedimientos a seguirse durante todas las etapas consideradas para la perforación del pozo. Las etapas normales de una perforación son denominadas tomando en cuenta los tipos de huecos que serán construidos durante el proceso de perforación.

Generalmente los tipos de huecos a ser perforados son los siguientes:

- Hueco conductor.
- Hueco superficial.
- Hueco intermedio.
- Hueco productor.

En cada etapa se establecen las herramientas, técnicas, compañías de servicio responsable y procedimientos a seguirse durante la operación correspondiente.

2.3.2. DIRECCIONAMIENTO DEL POZO

Es de vital importancia el conocimiento de la dirección del pozo para alcanzar de una manera óptima el objetivo geológico propuesto. Este direccionamiento se lo llega a conocer con precisión interpretando datos de tanto en un plano horizontal como vertical.

La trayectoria que el pozo tendrá está influenciado de gran manera por el deseo de conocer nueva información geológica para lo cual se utilizan los diferentes tipos de construcciones de ángulo (Build up).

2.3.2.1. Profundidad del objetivo (TVD, MD)

Para la determinación de la profundidad del objetivo se utiliza dos tipos de mediciones estas son:

- Profundidad vertical verdadera (TVD "Total Vertical Depth").
- Profundidad medida (MD "Measure Depth").

La primera (TVD), representa la profundidad obtenida desde el borde del pozo hasta un punto imaginario vertical paralelo a la posición donde se encuentre la perforación.

Mientras que la (MD) es la medida de la trayectoria del pozo. Comúnmente esta medida se la puede conocer mediante la suma de todos los componentes que se encuentran dentro del hoyo,

El Figura 2.1 a continuación esquematiza lo expuesto tanto para (TVD) como para (MD).

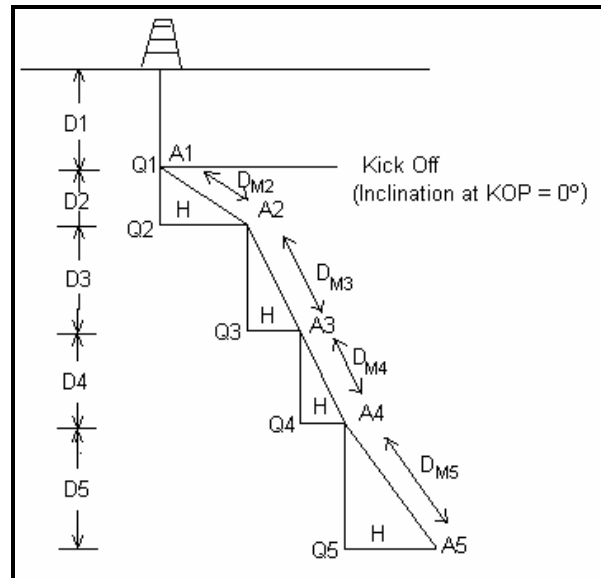


Figura 2.1: MD y TVD.

Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez
Fuente: Bibliografía

Los estratos productivos presentan un ángulo de inclinación, lo que provoca que la profundidad vertical verdadera del objetivo “horizontal” en un punto exactamente debajo de la locación superficial difiera de la profundidad vertical verdadera que el objetivo tiene en el punto donde termina la sección construida, conocida por sus siglas en inglés “End Of Construction” (EOC). De esta manera se hace necesario determinar la profundidad del objetivo en el punto (EOC) para poder realizar un eficiente diseño del pozo tomando en cuenta la inclinación del estrato.

La profundidad del objetivo se calcula con la ecuación 2.1:

$$TVD_{EOC} = TVD_{tp} + D(\tan(I_{dip}).\cos(AZ_{dip} - AZ_{EOC})) \dots \dots \dots (2.1)$$

Donde:

TVD_{EOC} = Profundidad vertical verdadera del plano del objetivo al final de la curva, (pies).

TVD_{tp} = Profundidad vertical verdadera del plano del objetivo bajo la superficie de la locación, (pies).

D = Desplazamiento horizontal desde la locación superficial hasta la proyección del (EOC), (pies).

AZ_{EOC} = Azimut del final de la curva desde la superficie de la locación, (grados Norte).

2.3.2.2. Target

Se conoce como “target” al objetivo geológico en profundidad de un pozo horizontal. Se puede decir también que el target es un punto que se encuentra en la formación a la que se desea llegar, ese punto es determinado geológicamente y depende de las necesidades de la empresa operadora del campo en el cual está ubicado el pozo. En un pozo horizontal, el target no es solo un punto, sino que se trata de una sección horizontal muy similar a un cilindro como se observa en la Figura 2.2.

Es importante destacar que existe un radio de tolerancia con respecto al objetivo geológico, debido a las variables que se presentan en la perforación como son la orientación, inclinación, profundidad y desviación de la broca, etc. El radio de tolerancia está entre los veinte y treinta pies, aunque éste valor puede variar dependiendo de los requerimientos de la compañía dueña del campo.

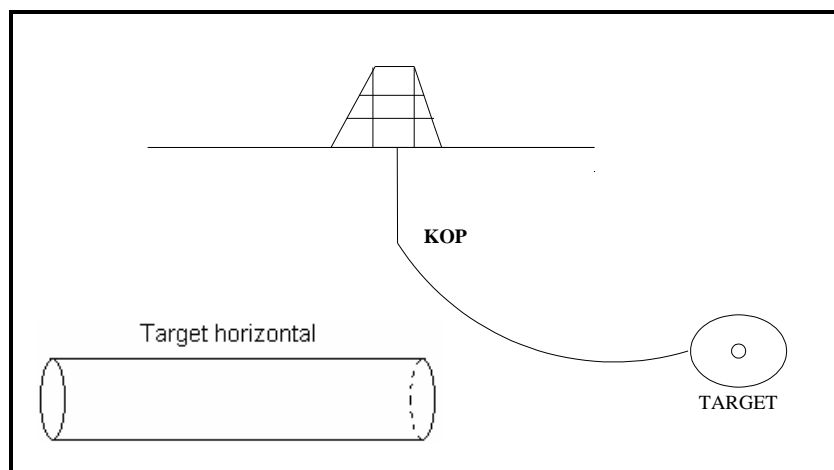


Figura 2.2: Objetivo geológico (Target).
Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez
Fuente: Bibliografía

2.3.2.3. Kick off point (KOP)

Cuando se perfora un pozo horizontal, existen varios puntos donde cambia el ángulo de inclinación del mismo, éste punto es llamado “Kick Off Point” (KOP). El punto de desvío (KOP) no es único ya que depende del tipo de pozos que se construya, como se ve en la siguiente Figura 2.3.

El punto de desvío (KOP) se calcula mediante la ecuación 2.2:

$$KOP = Tb - \frac{K_1}{BUR_{\min}} \cdot (\text{sen}I_2 - \text{sen}I_1) \dots\dots\dots (2.2)$$

Donde:

Tb = Máxima profundidad permisible del objetivo que corresponde a la base del objetivo, (pies).

I₁ = Angulo de inclinación inicial del pozo, (grados).

I₂ = Angulo de inclinación final del pozo, (grados).

BUR_{min} = Mínima tasa de ganancia de ángulo esperada, determinada según datos estadísticos de pozos anteriores, (grados / 100 pies)

K₁ = Constante que corresponde a 5730 (grados/100 pies) o 1719 (grados/30 metros).

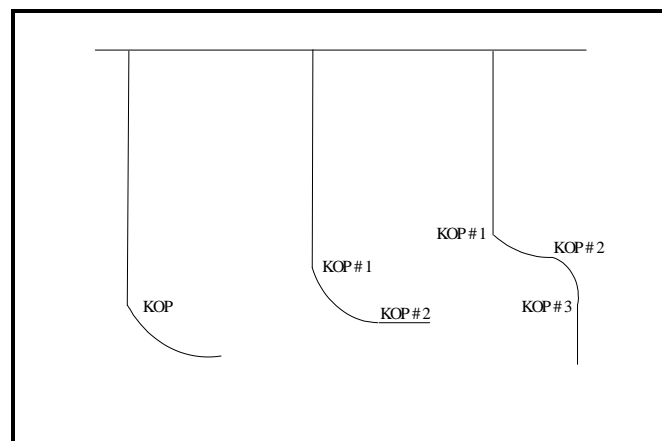


Figura 2.3: Punto de desvío (KOP)
Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez
Fuente: Bibliografía

2.3.2.4. Azimut

Para reconocer la ubicación del objetivo es necesario usar coordenadas rectangulares, las cuales, son normadas especialmente para éste propósito.

El ázimut es el ángulo que se genera al ubicar el objetivo desde el borde superficial del pozo.

El cursor de salida es la distancia entre dos puntos que son proyectados dentro del plano horizontal. La dirección de un cursor de salida esta dada en dirección de las manecillas del reloj y va de 0° a 360° , y además se considera que el Norte representa 0° .

Los cuadrantes direccionales y algunos ejemplos de ázimut son presentados en la Figura 2.5.

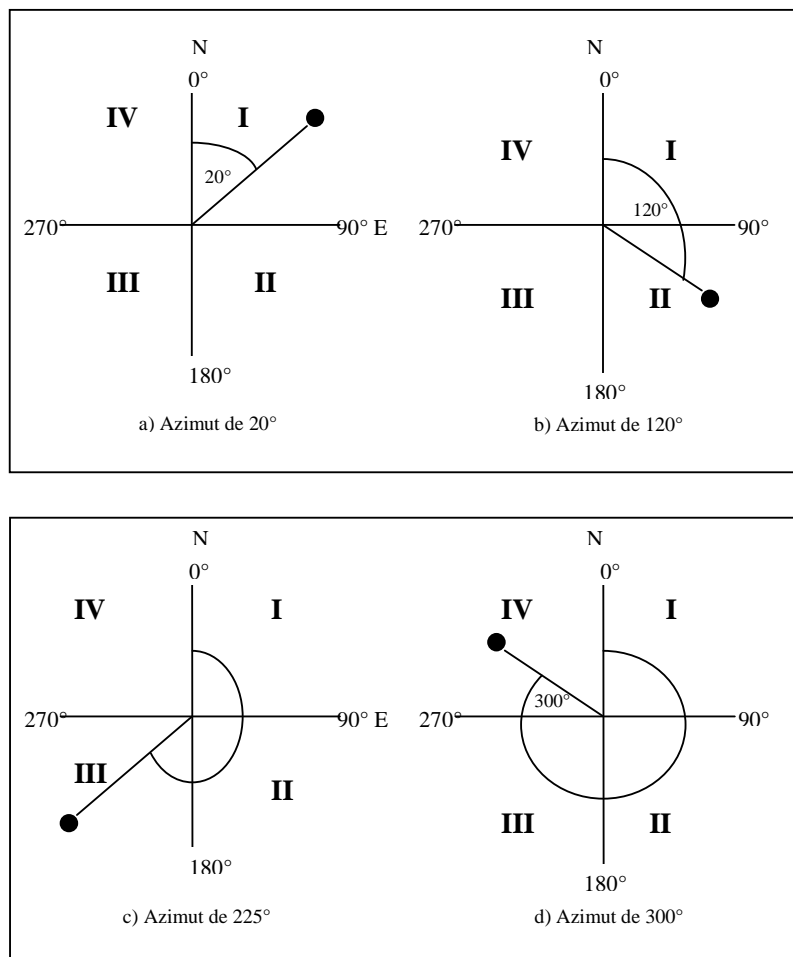


Figura 2.5: Los cuadrantes direccionales y ejemplos de ázimut.

Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez

Fuente: Bibliografía

2.3.2.5. Angulo de inclinación del objetivo

El estrato productivo no esta en una posición totalmente horizontal (90° desde la vertical), por tanto es necesario determina el ángulo verdadero.

La Figura 2.6 esquematiza el plano ABCD desde el estrato objetivo, con buzamiento I_{dip} y azimuth AZ_{dip} conocido a partir de estudios geológicos previos. En este plano estará contenido el pozo cuyo azimuth AZ_w se termina basado en las condiciones geológicas y parámetros petrofísicos que presenta el yacimiento tales como fracturas verticales, direccionamiento de permeabilidad máxima, etc.

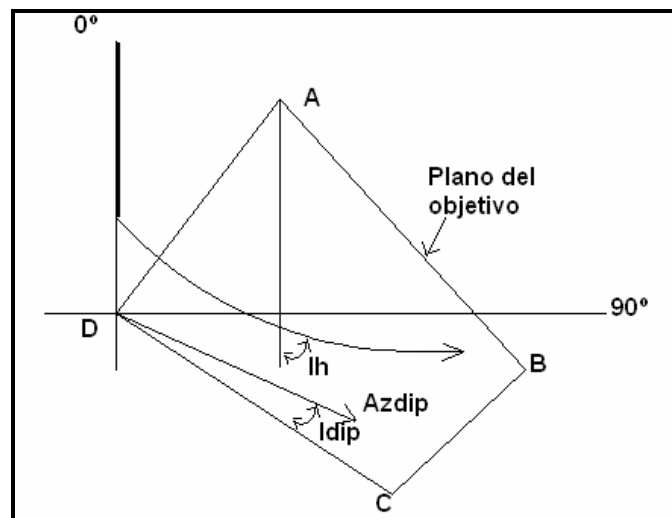


Figura 2.6: Angulo de inclinación.
Fuente: Bibliografía

De modo que el ángulo de inclinación del objetivo "horizontal" I_h estará definido por la siguiente ecuación.

$$I_h = 90 - \arctan(\tan(I_{dip}) \cdot \cos(AZ_{dip} - AZ_w))$$

Donde:

I_h = Angulo de inclinación del objetivo horizontal, (grados).

I_{dip} = Buzamiento del plano del objetivo, (grados).

AZ_{dip} = Azimut del plano del buzamiento del objetivo, (grados N).

AZ_w = Azimut del pozo horizontal, (grados N).

2.3.2.6. Tipos de construcción de ángulo (Build up).

En la perforación horizontal existen tres tipos de construcción de ángulo los mismos que se basan en la ganancia de ángulo (Build up) que se construye en una distancia de 100 pies, estos son:

- Radio Largo.
- Radio Medio.
- Radio Corto.

2.3.2.6.1. Radio Largo

Este tipo de perforaciones horizontales utiliza tecnología convencional (motores de fondo y rotación) para generar radios de giro comprendidos entre los 1000 y 2000 pies, utilizando para ello tasas de ganancia de ángulo que están entre 1 y 6 grados por cada 100 pies perforados. La porción propiamente horizontal de estos pozos se perfora generalmente con rotación, lo cual reduce el arrastre sobre la sarta de perforación.

El tramo horizontal se extiende entre los 2000 y 5000 pies de la longitud desde el punto final de la curva (EOC), con un hueco generalmente de 8-1/2 de pulgadas de diámetro. No hay limitaciones para alargar el tamaño del radio del pozo.

Estos tipos de pozos son adecuados para aplicaciones costa-afuera (Off Shore) donde los límites de concesión son mayores y donde largos desplazamientos son necesarios para desarrollar un campo desde una sola plataforma.

Los pozos de radio largo son perforados utilizando técnicas de perforación direccional normal y completaciones corrientes.

2.3.2.6.1.1. Tipos de pozos de radio largo

La ELF ha definido tres tipos de perforación horizontal de radio largo los cuales se aprecian en la Figura 2.7, estos tres tipos de pozos son:

1. Perfil de alcance prolongado.
2. Perfil de rango medio.
3. Perfil tipo "J".

Perfil de alcance prolongado.- Utiliza dos secciones curvas y dos secciones rectas; la primera desviación esta en la parte alta del pozo, y la segunda desviación o sección curva esta unida a esta mediante una sección tangente. Su longitud e inclinación dependen del desplazamiento requerido. A mayor desplazamiento la fricción aumenta, limitando considerablemente la longitud perforable horizontalmente. Este perfil es usado principalmente para asegurar el desplazamiento horizontal desde plataformas costa-afuera.

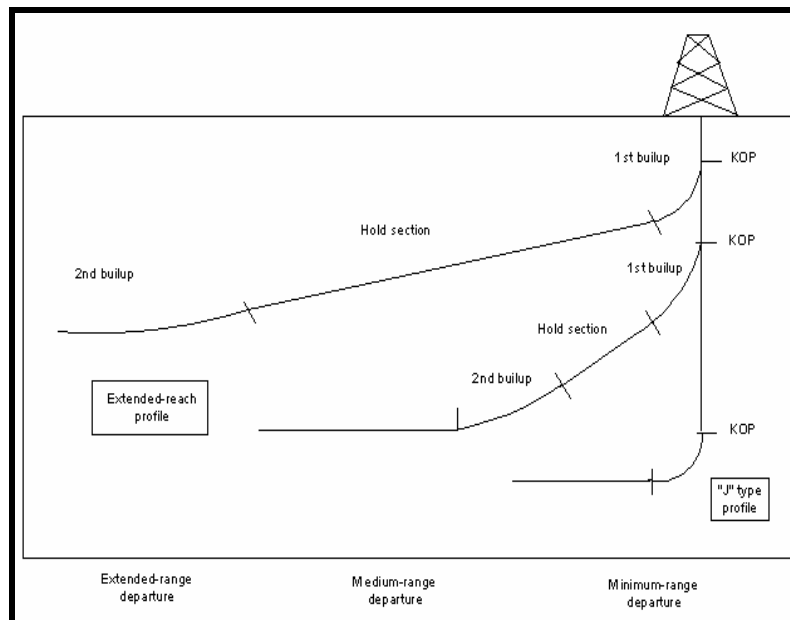


Figura 2.7: Tipos de pozos de radio largo.
Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez
Fuente: Bibliografía

Perfil de rango medio.- Es similar al anterior, solo que el punto de desvío (KOP) está más profundo y consecuentemente el desplazamiento es menor.

Perfil tipo "J".- El punto de desvío (KOP) se localiza tan profundo como es posible, tiene una sola sección curva y un desplazamiento mínimo. El pozo tipo "J" minimiza el arrastre debido a que la trayectoria curva esta localizada a una profundidad tal que los efectos de tensión no empujan más a la tubería de perforación contra la pared del hoyo. La mayoría de la sarta de perforación esta en la parte vertical del pozo debido a que el KOP esta situado en un nivel

profundo. Mientras se perfora la sección horizontal, esta proporciona un peso de reserva que empuja a la parte inferior de la sarta de perforación.

Debido a que la fase dirigida es más corta se perfora más rápidamente y la longitud de la sección horizontal se maximiza para un desplazamiento menor al final de la curva.

Ventajas:

- Utiliza herramientas rotatorias.
- Utiliza técnicas de perforación convencional.
- Mayor diámetro del hoyo horizontal.
- Este perfil minimiza el torque y el arrastre.

Desventajas:

- Costos mayores.
- Mayor tiempo de completación.
- Cuando se alcanza grandes distancias, el torque y el arrastre se vuelve un problema.
- El torque y el arrastre se vuelven un problema cuando la trayectoria del pozo zigzaguea a través del curso planeado.
- Por su gran extensión se puede llegar a tener que tratar con formaciones problemáticas.
- Los objetivos pequeños son difíciles de alcanzar debido a su gran variabilidad en el radio de curvatura.

2.3.2.6.2. Radio medio

Este sistema se ha desarrollado como resultado de los esfuerzos de perforadores y operadores para usar equipos más cercanos a la tecnología convencional que los utilizados en radio corto, tanto en la perforación como en la completación y en el perfilaje de la sección lateral del pozo. Comúnmente el sistema de perforación de radio medio emplea varios tamaños de herramientas para conseguir tasa de ganancia de ángulo comprendidos entre los 8 y 20 grado / 100 pies, que permiten

cambiar el curso del pozo desde la vertical hasta la horizontal en una trayectoria con radio de giro o curvatura comprendido entre los 150 y 1000 pies.

La Figura 2.8 muestra un esquema de un pozo de radio medio típico.

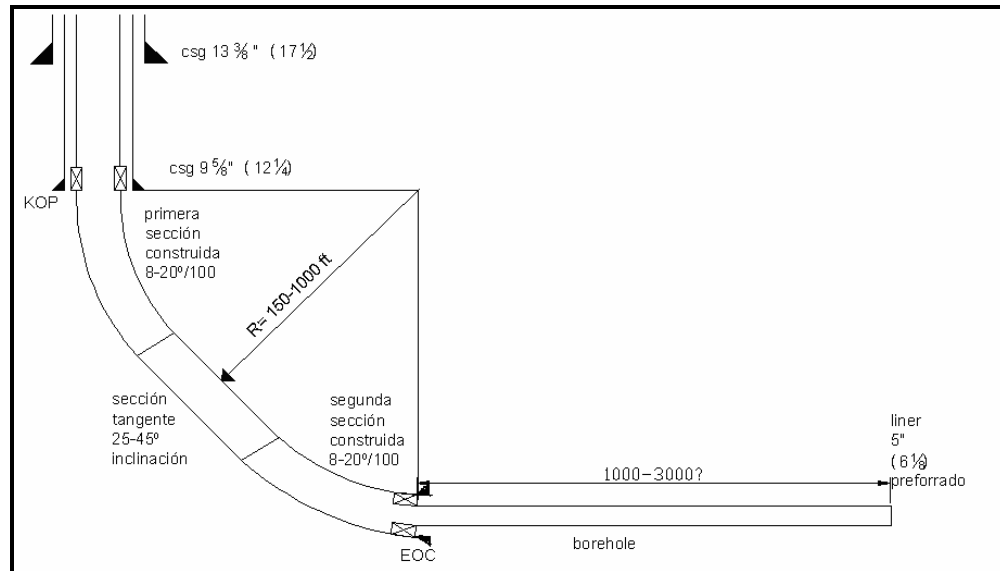


Figura 2.8: Esquema de un pozo de radio medio típico.

Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez

Fuente: Bibliografía

Las bases técnicas para este sistema son la utilización de:

- Tuberías no-articuladas: tuberías de servicio compresiva (CSDP), o tuberías de perforación pesada estándar (HWDP).
- Motores de fondo con casco curvo, de desplazamiento positivo, de alto torque y baja velocidad (PDMs).
- Estabilizadores especiales.
- Uniones sustitutivas curvas (codos) y otros mecanismos deflectores que generan ejes de transmisión inclinados.
- MWD u otras herramientas teledirigibles.
- Cabezales o uniones giratorias de poder (top-drive).

Los pozos de radio medio permiten huecos de diámetro más pequeño que en los pozos de radio largo; tienen secciones laterales de hasta 10 veces su radio de

curvatura (entre 1000 y 3000 pies) aunque en grandes distancias laterales el excesivo torque y arrastre se vuelve un problema.

Ventajas:

- Mayor extensión de la sección horizontal y mejor control del azimut.
- Permite secciones horizontales revestidas.
- Requiere 300 pies de TVD para alcanzar la horizontal y el de radio corto 1500 pies de TVD.
- Tiempo para perforar es menor.
- Este sistema es preferido sobre el convencional cuando las líneas límites de concesión están muy próximas.
- Se crea menos fricción en las paredes del pozo debido a la característica del sistema de radio medio de tener secciones de hueco más cortas con inclinación de más de 40 grados.

Desventajas:

- Costos de perforación elevados.
- Grandes torques y arrastres cuando se ha alcanzado prolongadas distancias horizontales.
- Se debe tener cuidado con las características del fluido de perforación de la sección horizontal.

2.3.2.6.3. Radio corto

Este sistema puede cambiar la geometría del pozo desde la vertical a la horizontal en un tramo de 30 a 60 pies perforados a lo largo de un radio de entre 1.5 y 3 grados / pie. La orientación e inclinación del pozo puede ser calibrada, mantenidas o ajustadas mientras la sección horizontal tiene normalmente un extensión de 200 a 400 pies, aunque se han logrado longitudes de hasta 900 pies con el empleo de este sistema.

La longitud del radio de curvatura depende del tamaño del sistema utilizado y de las formaciones encontradas durante la sección de ganancia de ángulo.

Además de la tasa de ganancia de ángulo, otras características comunes a todos los sistemas de perforación de radio corto disponibles actualmente son la utilización de herramientas rotacionales desde superficie y de lastra brocas flexibles usando varios diseños de tubería cortada – articulada, conocida como “wiggly”.

2.3.2.6.3.1 Procedimientos de perforación

En los pozos de radio corto, la tubería de revestimiento se extiende hasta un punto directamente arriba de la zona de interés con la zona productiva-objetivo en el intervalo a hueco abierto bajo la tubería de revestimiento. Este hueco abierto es registrado y luego son seleccionados el o los puntos de desvío (KOP).

Donde se requiere orientación, la guía de orientación recuperable junto con un obturador inflable es bajada, usualmente hasta la mayor profundidad de la primera zona objetivo. Instrumentos convencionales son usados para orientar el mecanismo, el cual es luego asegurado en el lugar.

El ensamblaje de perforación curvo es, entonces, corrido dentro del hoyo para desviar y comenzar la perforación de la curva. Los estabilizadores, colocados a lo largo del lado interior de la carcasa, controlan la tasa de construcción una vez que el desvío ha comenzado.

Después que dos terceras partes de la curva han sido perforadas, el hueco es registrado con un instrumento de disparo múltiple para confirmar la apropiada orientación del hueco y la tasa de ganancia de ángulo. Los ajustes direccionales pueden ser hechos si es necesario, mientras el resto de la curva es perforada. Un segundo registro puede ser hecho después que la curva esta terminada, pero este normalmente no es requerido.

Luego, el ensamblaje de perforación recto estabilizado es bajado a través de la curva terminada, y la porción horizontal del hueco es perforada hasta que el objetivo es alcanzado o hasta que se deba sacar a la broca por desgaste. El hoyo

puede ser registrado otra vez, antes de re-entrar con una broca nueva, o puede ser registrado al terminar la sección lateral.

Finalmente, una vez que todos los requerimientos de perforación han sido alcanzados, el mecanismo de orientación es soltado y recuperado. Donde es necesario un tubo revestidor de fondo para control de arena puede ser instalado en la sección horizontal del pozo.

Operaciones para el desvío.- Después de perfilar el hoyo vertical, un ensamblaje recuperable de obturador / desviador (Whipstock-packer) es asentado para permitir la deflexión hasta la horizontal a una profundidad específica precisa. De esta forma varios pozos laterales pueden ser perforados en una sola zona productiva. Además, estos laterales de radio corto pueden ser desviados desde intervalos revestidos, o a hueco abierto, desde pozos verticales o desviados, con consideraciones de perforación y de zona productiva.

Los pozos verticales con tubería de revestimiento asentada bajo el KOP también pueden ser redeterminados con pozos horizontales de radio corto. Para poder lograr esto, es necesario que el operador haga algunos preparativos en el pozo antes de iniciar el tramo lateral. Un falso hueco abierto debe ser creado mediante el fresado de una sección de tubería, como se indica en la Figura 2.9.

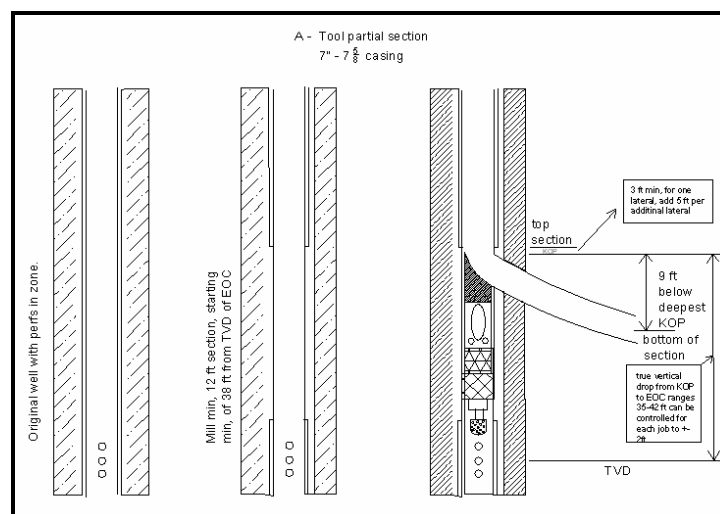


Figura 2.9: Secuencia de fresado de una sección de tubería de revestimiento un pozo antiguo.

Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez

Fuente: Bibliografía

Es importante que el diámetro de la sección fresada no exceda al diámetro externo de la tubería de revestimiento, por más que el diámetro del collar de esta tubería. Como el diámetro de la sección fresada aumenta, la habilidad del ensamblaje de perforación curvo para mantener su dirección disminuye.

En pozos que han sido dañados por otros métodos de completación, puede ser necesario re-escariar, retro-taponar y luego perforar un hueco calibrado de salida para la guía orientadora. Las operaciones anteriores son comenzadas solamente después que la sección está terminada. Una operación de asentamiento se observa en la Figura 2.10.

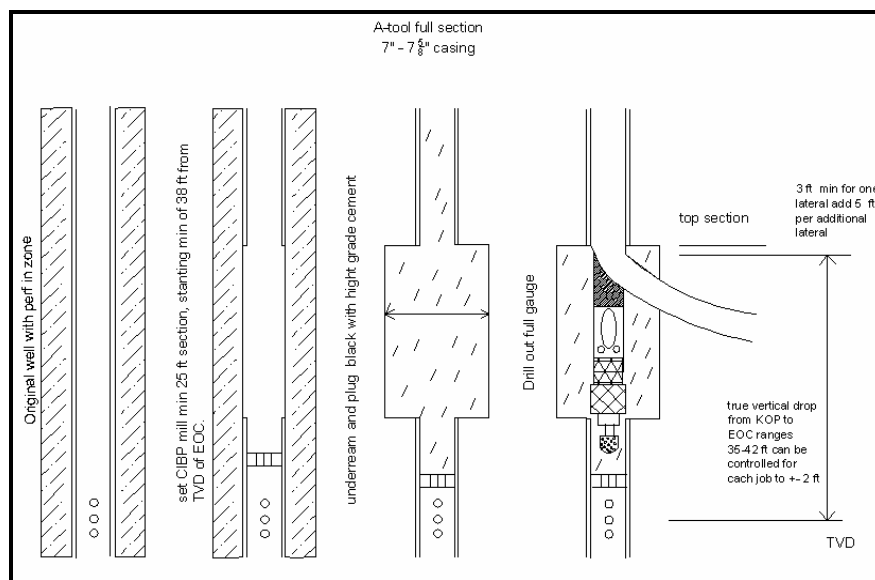


Figura 2.10: Secuencia del rimado para una redeterminación.

Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez

Fuente: Bibliografía

Ventajas:

- Involucra a la formación productiva mientras que los pozos perforados con técnicas de perforación convencional deben ganar el ángulo a través de múltiples formaciones.
- Como no expone varias formaciones mientras se perfora, aísla problemas de los estratos adyacentes tales como hidratación de las arcillas, zonas de sobre presión y reduce los problemas del hoyo.

- Varios hoyos laterales (drainholes) a una misma o varias profundidades pueden ser perforados desde un pozo vertical único, permitiendo la completación de más de una formación.
- Requiere de mucho menos desplazamiento horizontal y vertical para alcanzar la zona productiva. Esto es una ventaja cuando las líneas límites de concesión u otras actividades restringuen la actividad de perforación.

Desventajas:

- No permite registros eléctricos.
- No es factible usar:
 1. Motores de fondo dirigible.
 2. Sistema de medición durante la perforación (MWD).
- Su costo es mayor por pie perforado.
- No permite el uso de tubería normal y de la mayoría de herramientas de completación.

2.3.2.6.4. Pata de perro severa (*Dog Leg Severity*)

El radio del arco a ser perforado (esto es, el cambio direccional del hueco o su “severidad de perro”) puede ser calculada como sigue. (Figura 2.11).

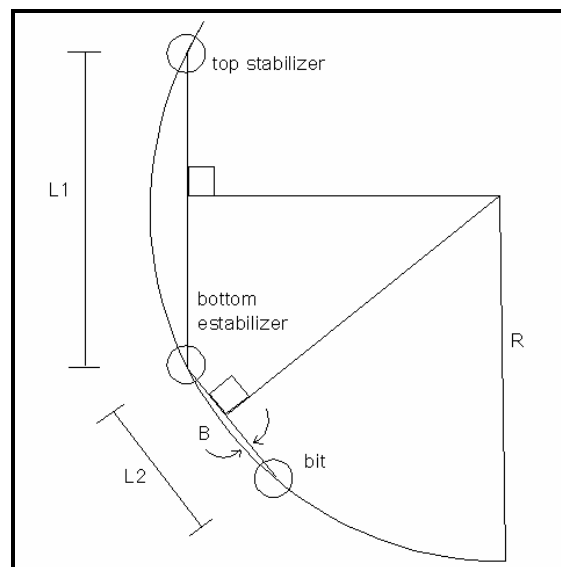


Figura 2.11: Cálculo teórico de la geometría de severidad de pata de perro.

Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez

Fuente: Bibliografía

El ángulo de inclinación del eje de la broca con respecto al eje de la sarta de perforación, β , es equivalente al ángulo formado por las líneas dibujadas perpendicularmente al segmento L_1 distancia entre el estabilizador y la broca.

Debido a que el ángulo de inclinación es muy pequeño, ya que la excentricidad resultante de la broca es muy pequeña también, el segmento total entre el estabilizador superior y la broca ($L_{tot} = L_1 + L_2$) puede ser considerado como una línea recta. En este caso, el radio (R) corresponde a la hipotenusa de un triángulo cuya longitud puede ser expresada por la ecuación.

$$R = \frac{L_{tot}}{2} \cdot \text{sen}\beta \dots\dots\dots (2.17)$$

Donde:

R = Radio de curvatura, (pies).

L_{tot} = Longitud total de la herramienta, (pies).

β = Angulo de inclinación del eje de la broca, (grados).

Asumiendo que la herramienta esta realmente perforando a lo largo de una trayectoria circular, el cambio direccional o “severidad de pata de perro” (DL) es calculada con la ecuación.

$$DL = \frac{360}{2} \cdot \pi \cdot R \dots\dots\dots (2.18)$$

Donde:

DL = Severidad de pata de perro: características direccionales de la herramienta; el cambio en los ángulos vertical y horizontal del hoyo, (grados/pies).

Puesto que para ángulos pequeños:

$$\text{sen}\beta = \hat{\beta} = \beta \cdot \left(\frac{\pi}{180} \right) \dots\dots\dots (2.19)$$

Donde:

$\hat{\beta}$ = Angulo de inclinación del eje de la broca, (radianes).

La “severidad de pata de perro” (DL) se encuentra mediante la combinación de las ecuaciones.

$$DL = \frac{360}{2.\pi.R} = \frac{360}{2.\pi.\left(\frac{L_{tot}}{2} .sen\beta\right)} \dots\dots\dots (2.20)$$

$$DL = \frac{360}{180.\pi.\frac{L_{tot}}{\pi} .\beta} = \frac{360.\beta}{180.L_{tot}} = \frac{2.\beta}{L_{tot}} \dots\dots\dots (2.21)$$

Cabe destacar que cambios en la formación atravesada como dureza o la permeabilidad hacen que se la broca tienda a ir salir de su trayectoria ocasionando patas de perro.

2.3.3. PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación es una mezcla de líquidos, sólidos disueltos y sólidos en suspensión que tienen propiedades físicas y químicas tendientes a favorecer la perforación, protegiendo las formaciones que atraviesan.

La fase líquida puede estar constituida por agua, aceite diesel, aceite mineral no tóxico o aceites sintéticos. La fase sólida se compone de materiales viscosificantes naturales o artificiales (polímeros), desinfectantes, sales y sólidos perforados.

El programa de fluidos de perforación debe establecer los sistemas de lodos y sus propiedades a ser usadas en las diversas etapas consideradas en el programa de perforación. Los tópicos más importantes que debe contener el programa de lodos son: instrucciones del reporte diario, equipos, materiales, químicos requeridos, propiedades y formulaciones.

2.3.3.1 Sistema de eliminación de sólidos

Con el desarrollo de lodos modernos, los sistemas de control de sólidos se han convertido en la herramienta clave para el buen funcionamiento de los lodos.

Zarandas Vibradoras.- Es la primera herramienta de control de sólidos. Un arreglo de doble malla en un rango de 44 a 381 micrones conforme va progresando la perforación realizará un buen trabajo para la eliminación de sólidos de mayor tamaño. Es importante una distribución adecuada del flujo total hacia cada una de las zarandas. La capacidad de la zaranda depende de la viscosidad plástica del lodo. (Figura 2.12).



Figura 2.12: Zaranda vibradora.
Fuente: Internet

Hidrociclones.- En esencia un hidrociclón es nada más que un aparato mecánico para acelerar el proceso normal de asentamiento de sólidos por gravedad. Utiliza una fuerza centrífuga para aumentar la aceleración de una partícula.

Un hidrociclón consiste en un casco cónico con una pequeña abertura en la parte de abajo para la descarga del flujo inferior, una abertura mas grande en la parte de arriba para la descarga de un líquido a través de un “buscador de vórtice” interno, y una boquilla de alimentación tangente al extremo del vórtice.

El lodo de perforación entra al hidrociclón bajo presión. Los sólidos y líquidos livianos y finos van en espiral hacia fuera y hacia arriba para ser descargados a

través de la salida de líquidos. Los sólidos pesados y gruesos van en espiral hacia afuera y hacia abajo para ser descargados a través de la salida de sólidos.

Desarenadores.- Los desarenadores son un tipo de hidrociclones que consisten de varios conos montados verticalmente de 5 a 12 pulgadas de diámetro interno a través de los cuales el fluido cargado de arena es bombeado (Figura 2.13).

La corriente de entrada es bombeada tangencialmente al interior de la pared circular y la fuerza centrífuga causa que las partículas más grandes y más densas se muevan a la pared del cono y son desechadas hacia la pequeña abertura en el fondo mientras la corriente principal, que ahora está relativamente libre de lodos se mueve hacia arriba y descargada en el tope del cono.



Figura 2.13: Desarenador
Fuente: Internet

Desilter.- Los hidrociclones usados como desilters son de 4 pulgadas y el número de conos varía según el volumen del barro a ser circulado (Figura 2.14). Siempre es deseable tener una capacidad en los conos igual al volumen en circulación.

En un cono de 4 pulgadas bien diseñados se puede lograr eliminar partículas de 15 micrones. Debido a que la barita cae en el mismo rango de actuación del desilter, *no se recomienda su uso en barros pesados.*



Figura 2.14: Desilter.

Fuente: Internet

La principal ventaja del desilter es que ayuda a mejorar la tasa de penetración, sin embargo, en ciertas áreas, se debe mantener el peso a un mínimo y el uso del desilter es el método más económico en este caso.

Mud Cleaners.- Estos componentes fueron desarrollados para desarenar lodos pesados cuando el contenido de arena API es mayor de 0.5% o cuando mallas de 150 mesh no pueden ser usadas en las zarandas, son efectivos para remover sólidos de más o menos 105 micrones (Figura 2.15). Los ciclones no deberían ser mas grandes de 6 pulgadas. Si las mallas son más grandes que 150 mesh, la barita será perdida (97% de la barita es más grande a 200 mesh). Hay que recordar que un Mud Cleaner no reemplaza a la centrífuga, la centrífuga y el mud cleaner se complementan. El cono del mud cleaner separa y la malla desecha los sólidos.

Una bomba centrífuga es requerida para cada set de desarenadores, la presión de entrada a los conos debería ser de 4 veces el peso del lodo el lbs/gl y la tasa de flujo a través del cono debe ser de 100 a 120% de la tasa de circulación.



Figura 2.15: Mud cleaners.
Fuente: Internet

Centrífuga decantadora.- Una centrífuga es absolutamente necesaria cuando se trabaja con lodos pesados (Figura 2.16). La centrífuga es usada para desechar sólidos coloidales (punto de corte 3 – 5 micrones) y controlar la viscosidad. Las centrífugas pueden ser corridas a altas RPM para manipular procesos de barita y bajos RPM para procesos de baja densidad.



Figura 2.16: Centrífuga decantadora.
Fuente: Internet

2.3.3.2. Características de los fluidos

El lodo es uno de los principales componentes de la perforación horizontal, constituye en el fluido vital del pozo debido a las muchas funciones que éste debe cumplir. De las rendimiento del lodo depende en gran parte el éxito o fracaso de la perforación de un pozo vertical y más aún de un pozo horizontal, donde se el

fluido debe ser manejado cuidadosamente debido a que las fuerzas gravitacionales son más notorias en las secciones horizontal o de ángulo prolongado

2.3.3.2.1. Estabilidad del hoyo

La estabilidad y la integridad del hoyo es el factor crítico de mayor importancia debido a la exposición de largas secciones de formación. La inestabilidad del pozo tiene una estrecha relación con el problema de la limpieza del pozo. El cambio de la orientación de los esfuerzos en relación a la estratificación en pozos horizontales contribuye a la inestabilidad del pozo.

Usualmente se requieren mayores densidades del fluido de perforación cuando se perforan lutitas o ángulos pronunciados. La relación entre las densidades del fluido y la estabilidad del hoyo es indudable. Estudios y análisis de campo indicaron que los huecos son más inestables a mayores profundidades y a inclinaciones más elevadas. Así mismo, el gradiente de fractura disminuye con el aumento de la inclinación del hueco.

Existen varias causas para la inestabilidad del pozo, entre las cuales tenemos:

Formaciones sensibles al agua.- Formaciones lutíticas con contenidos de arcillas hidratables reaccionan con el filtrado del fluido de perforación, hinchándose. La selección del fluido de perforación debe estar relacionada a las posibles reacciones entre fluidos y la formación.

Formaciones con presiones anormales.- Al igual que en la perforación vertical, el conocimiento de las presiones de formación a encontrarse es de suma importancia. La densidad de los lodos debe ser mantenida suficientemente alta como para asegurar la estabilidad del hueco, pero al mismo tiempo no debe comprometer la integridad mecánica de la formación, fracturando la misma.

Un pozo estable mejora la habilidad de controlar la dirección del pozo. Un pozo con un buen calibre de apoyo a los estabilizadores es necesario para dirigir el

ensamblaje de fondo. Un pozo estable de buen calibre, produce un pozo de diámetro mínimo y de superficie lisa.

El lodo de perforación puede ayudar con los problemas de perforación debido a la inestabilidad del hueco, entre los principales mencionamos:

Falla del agujero poscolapso.- La falla del agujero por colapso debido a fallas compresivas o por fracturación provocada por falla tensil, se puede prevenir mediante el empleo de fluidos de perforación que pueden impactar sobre éstas fallas ya sea mediante reacciones químicas con la formación, presiones hidrostáticas o hidráulica anular. Cuando se perforan formaciones que se encuentran bajo fuerzas compresivas los esfuerzos son inducidos sobre la roca circundante.

La Figura 2.17 ilustra los tres principales esfuerzos in situ σ_1 , σ_2 y σ_3 en una región normalmente tensionada (El tamaño de las fuerzas es proporcional a la magnitud del esfuerzo indicado).

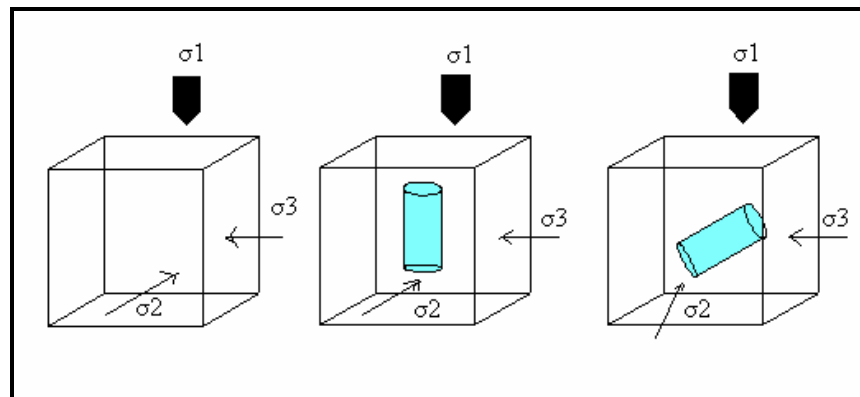


Figura 2.17: Esfuerzos principales in situ.
Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez
Fuente: Bibliografía

El esfuerzo vertical o sobrecarga en σ_1 , los esfuerzos horizontales σ_2 y σ_3 son iguales en un estado tectónicamente neutro.

Cuando se reconsidera las presiones del pozo es importante recordar que las pérdidas de presión anulares en el sistema de circulación ejercen presión sobre el

hueco abierto. Este efecto es aún más pronunciado en un hueco horizontal o altamente desviado.

Otras propiedades del fluido pueden también afectar la estabilidad del hoyo en un pozo horizontal. Por ejemplo, Tasas de filtración más bajas son necesarias para medir la integridad y fortaleza del hoyo en ciertas partes.

Aprisionamiento diferencial.- El aprisionamiento diferencial o pega diferencial es un riesgo significativo en pozos horizontales y de ángulo elevado ya que tanto la tubería de revestimiento como la tubería de perforación tienden a descansar sobre el lado inferior del hoyo en una región donde los ripios de perforación están probablemente acumulados. La Figura 2.18 muestra una pega diferencial.

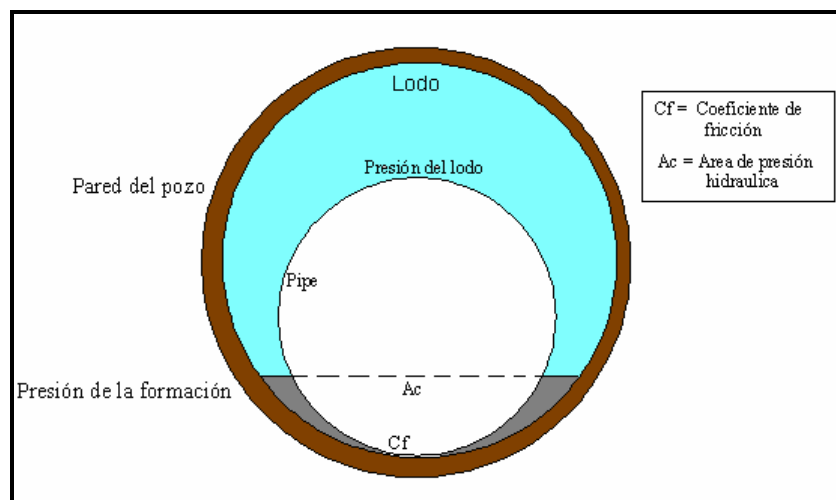


Figura 2.18: Pega diferencial.
Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez
Fuente: Bibliografía

La correcta selección de las profundidades para la instalación de tuberías de revestimiento con el fin de disminuir las presiones diferenciales ($\text{Presión del lodo} > \text{Presión de la formación}$) y bajas pérdidas de filtrado ayudan a controlar el problema. El fluido de perforación debe tener una concentración mínima de sólidos. Los lubricantes pueden ayudar en muchos casos, especialmente si se usan fluidos de bajas densidades. Los fluidos base aceite tienen una buena aplicación en éstos casos.

2.3.3.2.2. Limpieza del Hoyo

Las propiedades más importantes del fluido de perforación en un pozo horizontal es la buena limpieza del hueco. Varios estudios revelan que es más difícil mantener limpio al hoyo en la sección de construcción del ángulo especialmente en aquellos con una inclinación mayor a 45° .

La limpieza del hoyo se vuelve un problema ya que los ripios necesitan caer una corta distancia para estar fuera de la corriente del flujo y llegar sobre el lado inferior del hoyo. La siguiente Figura 2.19 muestra las cuencas formadas por los ripios los cuales son críticas en huecos con inclinación entre 45° y 60° .

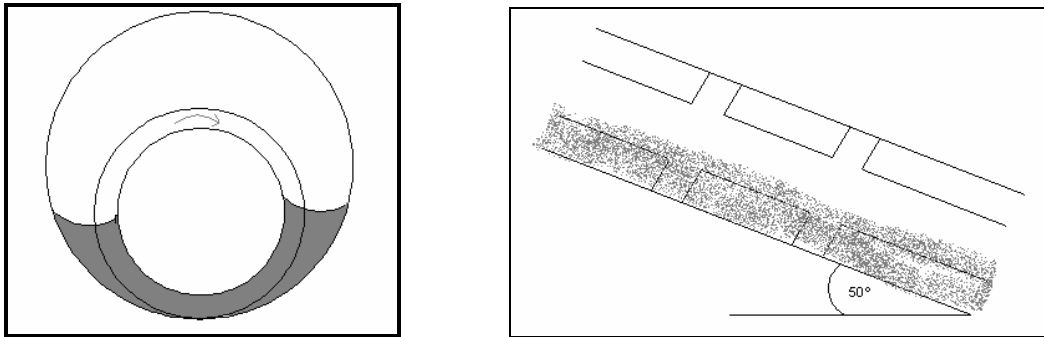


Figura 2.19: Acumulación de ripios en una perforación horizontal.

Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez

Fuente: Tecnología de perforación horizontal (TESIS)

La acumulación de los recortes se produce debajo del arreglo de fondo y restringe severamente el movimiento de la sarta de perforación dentro del hueco. Esto causa torque y arrastre al mover la sarta. La masa de ripios se desplaza hacia el fondo una vez se interrumpe la circulación lo que causa empaquetamiento del espacio anular y un incremento de la caída de presión, lo que conlleva a una pérdida de circulación o aprisionamiento de la tubería.

Se puede definir al régimen de flujo como el que posee un efecto dominante en la limpieza del pozo. También si se incrementa la densidad del lodo se puede tener un mejor arrastre de los lodos y por consiguiente una mejor limpieza del pozo.

La reología del fluido es usada para controlar el régimen de flujo. Generalmente, la viscosidad más alta del fluido, la velocidad más alta o la tasa de corte requerida para obtener flujo turbulento, el cual es el que brinda la mejor limpieza del hueco.

Para optimizar la limpieza del hueco y maximizar la remoción de los ripios, se recomienda:

- Usar flujo laminar con un punto cedente altos en hoyos de hasta 45°.
- Usar flujo turbulento con un punto cedente bajo en hoyos de más de 45°.
- Utilizar el máximo control posible de bombeo en cada situación.
- Maximizar el espacio anular eligiendo la tubería de perforación de mayor diámetro.
- Rotar la sarta de perforación para favorecer la remoción de ripios.
- Cumplir un ciclo completo de circulación antes de cada maniobra.
- Hacer frecuentes viajes cortos rotando la sarta de perforación.
- Utilizar una combinación de píldoras de baja viscosidad, seguidas por otras de alta viscosidad para una limpieza efectiva.
- Usar tubería de perforación compresiva con (Wear kongs) integradas para facilitar la limpieza del hoyo en pozos de radio medio y largo, según como se rota y se mueve recíprocamente la sarta de perforación se mejora el flujo turbulento.
- En la perforación de radio corto, la limpieza del hoyo es facilitada por la rotación de la tubería de transmisión o trabajo.

2.3.3.2.3. Lubricación

El torque y arrastre severos son los problemas más comunes en la perforación de pozos desviados y horizontales.

Esto no es consecuencia de la mala lubricidad del fluido de perforación, si no, de alguna de las siguientes causas:

- Extensas áreas de contacto entre la sarta, conjunto de fondo y hueco.
- Formación de camas de recorte.
- Deficiente limpieza del hueco.

- Inestabilidad de la formación perforada.
- Patas de perro.
- Tendencias a la pega diferencial de la tubería.

La lubricación se convierte en un elemento clave si uno o varias de las causas anteriores se presentan. Aunque todos los fluidos de perforación presentan algún grado de lubricación, estudios en laboratorio indican que los lodos en base aceite cumplen mejor este propósito.

Los lodos base aceite forma una película entre la sarta de perforación y las paredes del pozo lo cual disminuye la fricción y consecuentemente disminuyen las fuerzas de torque y arrastre. Otros fluidos de perforación, como el lodo base agua, tienen un coeficiente de fricción más alto, por lo cual es necesaria la adición de lubricantes.

Una desventaja es que la mayor parte de los lubricantes son tóxicos y no cumplen las regulaciones ambientales. Por otra parte se han desarrollado lubricantes no tóxicos que minimizan el impacto ambiental.

Por razones de economía es preferible usar el lubricante en píldoras en lugar de una adición general de lubricante a todo el sistema.

2.3.3.2.4. Control de sólidos

Un buen control de sólidos es un parámetro importante en un pozo con una alta desviación. La cantidad de sólidos en estos pozos es considerablemente superior que en la perforación vertical por las razones siguientes:

- Una retritución de la sarta de perforación a los ripios acumulados sobre el lado inferior del hueco.
- El tiempo de transporte de los ripios hacia la superficie es mucho mayor que en los pozos verticales.
- La erosión de formaciones poco consolidadas es considerable ya que se requiere de un flujo turbulento para una limpieza del hueco eficiente.

- El uso de brocas diamantes con motores de fondo PDM de altas revoluciones genera sólidos de tamaño muy reducido.
- Los altos caudales de bombeo requerido resultan en esfuerzos de impacto de las boquillas muy elevadas.

2.3.3.2.5. Protección de la formación

Al tener una mayor superficie de la formación expuesta al fluido de perforación en un pozo horizontal, se debe hacer un estudio minucioso para seleccionar un fluido que no dañe la formación de interés. Se debe hacer además un estudio de compatibilidad del fluido de perforación con el agua de formación.

Las pérdidas de producción atribuibles al fluido pueden ser identificadas rápidamente por uno o más de los siguientes indicios:

- Transporte de partículas desde el lodo hacia adentro de las formaciones productivas lo cual taponan los poros.
- Reacción del filtrado de lodo con arcillas expansibles en la roca para reducir los diámetros de la garganta de los poros y/o fractura de la formación.
- Partículas en movimiento dentro de la roca permeable debido a dispersión de las arcillas y otros minerales desde la superficie.
- Cambios en la humectabilidad de la formación desde la exposición hasta el filtrado del fluido de perforación.
- Interacción del filtrado de lodo con los fluidos de la formación para crear precipitados insolubles en agua.

Por todas las razones antes mencionadas se debe realizar un análisis petrográfico mediante la recolección de testigos. Los datos que se obtengan deben permitir escoger el fluido menos dañino para la formación.

2.3.3.3. Propiedades físicas del fluido de perforación

Como se vio anteriormente, el lodo de perforación cumple con muchas funciones, las cuales, son de vital importancia en la perforación de un pozo horizontal. Para

que todas las funciones sean satisfechas en su totalidad, el lodo presenta características especiales.

2.3.3.3.1 Densidad

La densidad del fluido de perforación es el peso del fluido por unidad de volumen, es expresada en libras/galón o en kilogramos / metro cúbico. La densidad del agua fresca es 1000 kg/m^3 equivalente a 8.33 lb/gal. Los fluidos de perforación se clasifican en densos o no densos a partir de 9.5 lb/gal (Tabla 2.1)

Producto	Rango máx*
Carbonato de calcio	12 lb/gal
Barita	21 lb/gal
Hematina	27 lb/gal
Siderita	18 lb/gal

Tabla 2.1: Materiales usados para incrementar la densidad.
Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez
Fuente: Bibliografía

2.3.3.3.2. Contenido de sólidos

Uno de los mayores problemas en los fluidos de perforación es el control de los sólidos producidos durante la operación, que se van incorporando al fluido a medida que son recirculados, reduciendo su tamaño y de esta manera dificultando su descarga del sistema.

Su presencia produce por causas como:

- Daño al equipo de perforación (bombas, tubulares).
- Disminución de la rata de penetración (ROP).
- Incrementos indeseables en otras propiedades del fluido.
- Incremento en los costos de operación.
- Puede causar pega de la tubería y pérdida del pozo.

Su determinación se hace por evaporación de la fracción líquida y se mide en porcentaje en la retorta. Los sólidos se clasifican de acuerdo a su gravedad específica en:

- Alta gravedad (HGS) 4.2 SG.
- Gravedad media 2.9 – 4.2 SG
- Baja gravedad (LSG) 1.6 – 2.9 SG.

La Tabla 2.2 indica la gravedad específica de algunos materiales utilizados en la preparación de lodos de perforación.

Material	Gravedad específica
barita	4.0 – 4.5
arena	2.6 – 2.7
bentonita	2.3 – 2.7
diesel	0.85
caliza	2.7 – 2.9
galena	6.5
Agua	1.0

Tabla 2.2: Gravedad específica de algunos materiales.
Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez
Fuente: Bibliografía

2.3.3.4. Propiedades Reológicas del fluido de perforación

Reología es el estudio del flujo de los fluidos y su comportamiento cuando se encuentran en movimiento. En general los fluidos se clasifican de acuerdo con la respuesta que muestran cuando son agitados (shear stress) a diferentes velocidades de agitación (shear rate).

Los fluidos de perforación se comportan como fluidos no-newtonianos. El lodo requiere de una fuerza inicial de agitación para comenzar a moverse.

En términos prácticos, la fuerza inicial se conoce como punto de cedencia (yield point) y la pendiente del comportamiento del fluido se conoce como viscosidad plástica.

2.3.3.4.1. Viscosidad plástica.- Viscosidad plástica es la resistencia que ofrece un fluido a fluir, una vez que se encuentra en movimiento y es causada por la interacción de la fase fluida ó líquida con las partículas presentes, sólidas y líquidas de diferente densidad al fluido base. Se puede decir que la resistencia se da por fricción mecánica.

El material de mayor uso para mejorar la viscosidad de un lodo es la bentonita; este mineral tiene la capacidad de aumentar su tamaño al hidratarse hasta en 20 veces.

En general, al aumentar el porcentaje de sólidos en el sistema, aumentará la viscosidad plástica. El control de la viscosidad plástica en lodos de alto y bajo peso es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para lograr altas ratas de penetración.

2.3.3.4.2. Punto de cedencia (Yield Point).- El punto de cedencia (Yield Point) es la resistencia de un fluido a mantenerse en movimiento y es causado por las fuerzas electroquímicas de las partículas componentes del fluido. Sales y productos químicos presentes en el fluido pueden incrementar ó reducir el punto cedente.

El punto de cedencia permite valorar la capacidad de un fluido para soportar y arrastrar a superficie los cortes generados durante la perforación. El valor del yield es generalmente la propiedad dominante que afecta las pérdidas por fricción de circulación, densidad equivalente de circulación, el punto de transición entre flujo laminar y turbulento, y la eficiencia de transporte de ripios.

En un sistema de fluidos de perforación de bajo contenido de sólidos, el punto cedente es normalmente el valor que determina la capacidad de transporte de los ripios a superficie.

2.3.3.4.3. Fuerzas de gel.- Las fuerzas de gel son el producto de la resistencia de un fluido a ponerse en movimiento y es causado por las fuerzas electroquímicas de

las partículas componentes del fluido. Sales y productos químicos presentes en el fluido pueden incrementar ó reducir las fuerzas de gel.

La Figura 2.20 muestra los diferentes tipos de fuerzas de gel presentes en lodos de perforación.

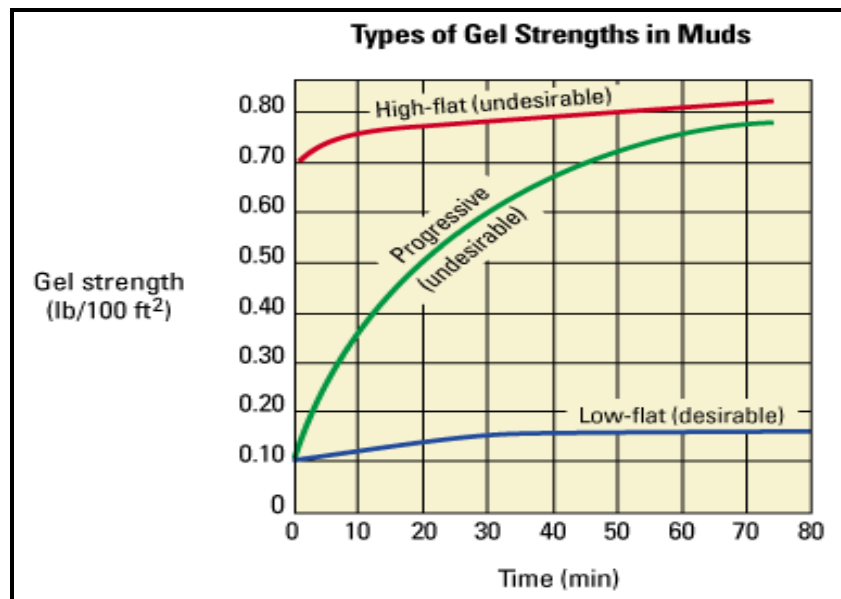


Figura 2.20: Tipos de fuerza de gel en el lodo.
Fuente: Bibliografía

Las fuerzas de gel permiten valorar la capacidad de un fluido para soportar los cortes generados durante la perforación cuando el flujo se interrumpe.

Si los geles son demasiado bajos, el fluido no mantendrá en suspensión los ripios y basuras durante las conexiones. Además, los costosos materiales pesantes se decantarán. Si los geles son demasiado altos, la presión requerida para iniciar el flujo podría fracturar una formación débil y crear condiciones de reventón. Altas presiones de suaveo y surgencia se producirán con el movimiento de la tubería teniendo geles excesivos.

2.3.3.5. Métodos para determinar las propiedades de los fluidos

Para tener un fluido de perforación que cumpla eficientemente con todas las funciones encomendadas, es necesario realizar pruebas al mismo con el fin de determinar el comportamiento del mismo durante la perforación de un pozo.

2.3.3.5.1. Filtración

La rata y cantidad de pérdida de fluido a la formación o filtrado mientras se perfora un pozo está directamente relacionada a la rata de perforación, áreas de lutitas derrumbables, daño de formación en zonas sensitivas al agua, pegamiento diferencial en zonas permeables.

Dos tipos de filtración ocurren en una operación de perforación, estática y dinámica. Filtración dinámica ocurre mientras el lodo está siendo circulado. La pérdida de fluido estático es la pérdida en estado estable dentro de una formación permeable.

Los fluidos de perforación, al entrar en contacto con formaciones permeables permiten la salida de parte de su fase líquida, generando en la pared del pozo un revoque o costra de lodo (cake) lo cual hace que la filtración del fluido se haga menor con el tiempo de exposición.

La bentonita tiene una excelente distribución de tamaño de sólidos para generar una costra de lodo de baja permeabilidad y compresible y la pérdida de filtrado será menor. El comportamiento de la pérdida de filtrado es mayor con los incrementos de temperatura.

En los pozos horizontales la filtración del lodo a la formación fue constante y uno de los parámetros determinantes en los problemas de pega de tubería y atascamiento de la misma.

2.3.3.5.2. Salinidad

La determinación de la salinidad a utilizar en un fluido de perforación se hace por medio de pruebas de laboratorio en las que cortes de la formación son sometidos a rolado, inmersos en fluidos de diferentes salinidades para evaluar el estado final de los cortes, su pérdida de peso ó su hidratación.

2.3.3.6. Clasificación de los fluidos

Existen tres grandes grupos de fluidos de perforación:

- Base agua.
- Base aceite.
- Fluidos gaseosos.

Los fluidos a base de agua pueden ser subdivididos en numerosos tipos cada uno de ellos diferentes entre sí.

También es muy común el uso de lodos a base de aceite, espuma o gases según sea el caso especial de la perforación.

2.3.3.6.1 Fluidos base agua

Los lodos base agua son los fluidos de perforación más usados comúnmente. Sus ingredientes esenciales son agua y arcilla.

Según se presentan problemas, el lodo puede ser inhibido para solucionar dichas dificultades. Un lodo “inhibido” es aquel cuya base acuosa tiene una composición química que tiende a retardar o eliminar el hinchamiento o dispersión de la lutita y arcillas de formación en el barro, mediante métodos físicos o químicos.

2.3.3.6.1.1. Lodos base agua dulce

Lodos de bentonita.- Los lodos a base de bentonita (CBM = Clay Base Mud), son los más usados para perforar las secciones superficiales del hueco para formar revoque de las paredes, prevenir derrumbes y ensanchamiento del hueco.

La bentonita le proporciona al lodo las propiedades reológicas y de control de filtrado requeridas. Este lodo requerirá de químicos adicionales que le permitan cumplir con todas las características necesarias.

Lodos naturales.- Los lodos naturales son aquellos que se componen de agua y arcillas perforadas y que necesitan muy poco tratamiento químico y poca cantidad de bentonita agregada intencionalmente. Este tipo de lodo es el más común para

perforar el hueco superficial y las zonas blandas debajo del revestidor superficial. Sin embargo, este tipo de lodo debe ser usado solamente en aquellas partes donde las formaciones a perforar contengan una buena cantidad de arcillas.

Los lodos naturales necesitan de un gran volumen de agua para mantener el peso y la viscosidad en el rango deseado. Si el peso y la viscosidad del lodo son altas, se reduce la rata de penetración y se corre más el riesgo de que se pegue la tubería o que se fracture la formación.

2.3.3.6.1.2. Lodos químicos

Este tipo de lodos son usados como píldoras que sirven para variar las propiedades del lodo dependiendo de los diferentes problemas que se presenten durante la perforación.

Lodos Fosfatados.- Los lodos fosfatados están compuestos por químicos inorgánicos dispersantes (SAAP Pirofosfato Acido de Sodio). Se usan principalmente para reducir la viscosidad y fuerza del gel. Se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones a la hora de tratar este tipo de lodos:

- La temperatura restringe el uso de fosfatos hasta cierta profundidad ya que éstos son inestables a temperaturas más altas que 150°F.
- No reducen la pérdida de filtrado.
- El uso de fosfatos sólo es recomendado para agua dulce con baja salinidad.

Lignosulfonatos.- Existen diferentes tipos de lignosulfonatos y éstos dependen del tipo de manufactura. Estos lodos pueden ser modificados por la adición de cationes (Ca, Cr, Fe, Na, etc.).

La cantidad de cromolignosulfonatos usado para acondicionar un lodo de perforación varía en un rango como:

- Menos de 1 lb/bbl, para usar en pozos llanos para reducir viscosidad, fuerza de gel y rata de filtración.
- De 3 a 6 bl/bbl, cuando se necesita reducir más drásticamente estas propiedades.

- De más de 10 lb/bbl, para obtener una extremadamente baja filtración y control de la lutita.
- Se requiere mayor cantidad en lodos salinos.

Lignitos.- Los lignitos son excelentes desfloculantes en barros de base agua dulce. Además se usan como emulsionantes de aceite. Los cromolignitos son excelentes para el control de la pérdida de filtrado, especialmente a alta presión y temperatura.

Los lignitos son más estables que los lignosulfonatos a altas temperaturas y mas efectivos como agente de control de filtrado. Los lignosulfonatos son mejores agentes dispersantes.

2.3.3.6.1.3 Lodos de calcio

Estos lodos son aplicados para secciones de anhidrita (Sulfato de calcio), lutitas derrumbables, flujo de agua salada. Las arcilla base sodio son convertidas a arcillas base calcio (caliza o yeso) más tolerantes a altas concentraciones de arcilla a viscosidades más bajas que otros lodos base agua.

El problema más serio que se presenta con los lodos a base de calcio es la severa gelanización que ocurre a altas temperaturas y alto pH.

2.3.3.6.1.4 Lodos polímeros

Los lodos polímeros son los sistemas de base agua más popularmente usados en operaciones de perforación de ángulo elevado. La gama de fluidos de perforación base polímero es amplia abarcando tanto polímeros naturales como sintéticos en agua fresca y agua salada.

Los sistemas de polímeros también pueden exhibir buena lubricidad he inhibición, generalmente a un costo más bajo y con menos impacto ambiental que los lodos base aceite.

Mientras ofrecen protección a algunas formaciones, los polímeros son moderadamente costosos y requieren buenas practicas de control de sólidos.

2.3.3.6.2. Fluidos base aceite

Desde hace mucho tiempo se ha dirigido la atención hacia fluidos especiales para perforar en las zonas productoras ya que los barros a base de agua pueden dañar las formaciones. Esto es debido a que el petróleo tiene menor efecto sobre las arcillas y los materiales solubles de la formación.

Lodos a base de petróleo.- Los llamados lodos a base de petróleo propiamente dichos son aquellos que utilizan materiales asfálticos y jabones para viscosificar el lodo para limpiar el hueco y para controlar la filtración.

Se requiere de una pequeña cantidad de agua (2% a 5% en volumen) para controlar las propiedades del lodo, pero en general el agua se considera un contaminante.

2.3.4.6.3. Fluidos gaseosos

Aire, gas natural, gas inerte o mezclas con agua son elementos comúnmente usados como fluidos gaseosos lo cuales tiene ventajas económicas y son de gran ayuda en la perforación de formaciones consolidadas y donde la provisión de agua es escasa.

Los lodos gaseosos nos permiten además tener altas ratas de penetración y los ripios son convertidos en polvo debido al choque que sufren a grandes velocidades. El parámetro considerado para producir una adecuada limpieza del pozo es la velocidad en el caso de los fluidos como aire y como gas, y la viscosidad en el caso de lodos de espuma.

Ventajas:

- Altos piesajes por broca.
- Buenos calibres de la broca.
- Bajas tendencias de desviaciones.

- Se obtienen núcleos y cortes limpios.
- Se pueden realizar trabajos más eficientes de cementación y completaciones.

Desventajas:

- No es recordable en formaciones poco consolidadas.
- Dificultan en el control del pozo una vez que se produzca un reventón.

2.3.4. PROGRAMA DE HIDRÁULICA

Este programa tiene una gran importancia debido al desarrollo tecnológico que ha tenido en los últimos años las brocas. Un buen programa hidráulico permite una alta tasa de perforación y un ahorro económico en la perforación estos objetivos podemos llegar a conseguirlos cuando disponemos de información real de las condiciones de todos los elementos que intervienen durante el proceso de perforación.

2.3.4.1. Características hidráulicas de un pozo horizontal

El principal objetivo al diseñar un pozo horizontal es que éste sea capaz de ser completado según lo planeado, con un daño mínimo en la formación y libre de ripsos de perforación.

Para lograr los objetivos planeados el pozo debe enfocarse principalmente hacia las características hidráulicas del pozo.

Estas características están comprendidas dentro de las siguientes áreas:

- Diseño de los fluidos de perforación.
- Diseño de presión.
- Diseño del flujo de fluidos.
- Diseño del diámetro hidráulico.

En lo referente a los fluidos es importante conocer las etapas de flujo a las que están sometidos durante el proceso u operación de perforación.

Durante la perforación es conveniente tener flujo laminar en hueco abierto por lo menos en los intervalos correspondiente a los drill pipe. Esto para evitar la erosión continúa de la valiosa costra de lodo.

2.3.4.2. Diseño de presión

Dentro de las consideraciones que se debe tener para el diseño de presión se encuentran:

- Daño de formación.
- Fracturamiento de la formación.

Generalmente, el gradiente de fracturamiento (FG) se incrementa con la profundidad y es función de la presión de poro de la formación (FP), sobrecarga (S) y una constante perteneciente a la matriz o aglomerante (K).

De modo que la ecuación relaciona estos parámetros para calcular la gradiente de fractura mediante la ecuación 2.22.

$$FG = FP + (S - FP) \times K \dots\dots\dots 2.22$$

El valor que representa la gradiente de fractura es el límite superior absoluto de la presión hidrostática ejercida por el fluido de perforación en un punto dado, este valor es importante en la sección horizontal de la perforación ya que la gradiente de formación no cambia esta.

En una situación dinámica, cambiará en relación a las pérdidas de presión experimentales en la sección anular del agujero, esta pérdida de presión se incrementa según la longitud del espacio anular se incrementa. En un hoyo horizontal, las pérdidas de presión se traducen en un incremento efectivo del peso del lodo según como la longitud de la sección horizontal aumenta, pero el gradiente de fractura (FG) no aumenta puesto que la profundidad vertical verdadera (TVD) tampoco se incrementa.

La Figura 2.21 ilustra la relación entre la presión de poro de la formación (FP), la presión de fluido estático (peso del lodo), la presión del fluido dinámico o densidad de circulación equivalente (EDC), y el gradiente de fractura de la formación (FG).

Como se puede observar para este ejemplo, si la sección horizontal es demasiado larga, la densidad de circulación equivalente alcanzará el gradiente de fractura.

Por lo observado los límites de diseño son:

- El gradiente de fractura (FG) como límite superior.
- La presión de poro (FP) como límite inferior.

Las prácticas de perforación acuerdan que estos límites también rigen el movimiento de la tubería (cuando se hala o se corre).

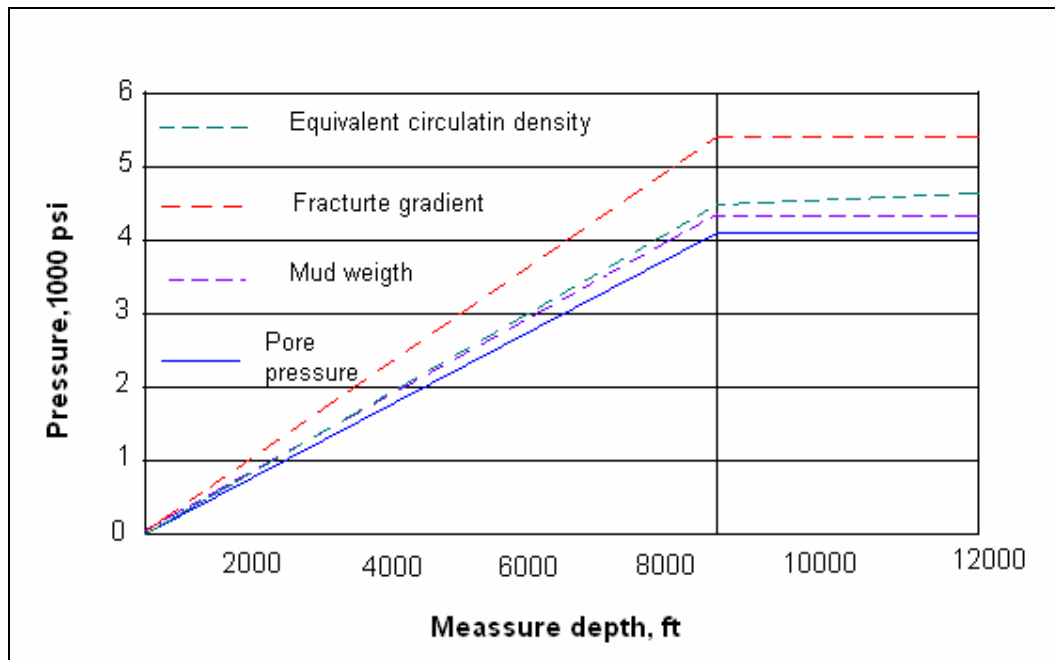


Figura 2.21: Hidráulica.
Realizado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Bibliografía

2.3.4.3. Diseño del diámetro hidráulico

Entre los criterios que deben reunirse para la perforación horizontal, estos incluyen:

- Conocimiento del CF aplicable.
- Comprensión de la transferencia de peso.
- Evaluación de las limitaciones de la herramienta.

Como se menciono anteriormente se obtendrá una mejor limpieza del hoyo reduciendo el espacio anular pero esta reducción es mucho más difícil en perforaciones horizontales ya que existen más limitaciones en el diseño de la sarta de perforación y del ensamblaje de fondo (BHA).

Para una perforación vertical el efecto de la gravedad es una ventaja, mientras en una perforación horizontal es uno de los principales problemas, ya que:

- Permite el asentamiento de los ripios.
- Fuerza el asentamiento de la sarta de perforación contra el fondo del hoyo, como consecuencia de esta produce un aumento en la fricción que se refleja en la dificultad de transferir el (WOB).

El problema de la transferencia del (WOB) se vuelve obvio cuando poseemos una sarta de perforación larga, el peso extremo es necesario para superar la resistencia fraccional, y las limitaciones compresivas pueden flexionar o pandear la sarta de perforación en la sección horizontal del hueco. Esta acción de flexión compone el problema mediante la creación adicional de puntos de fricción y áreas de contacto.

La solución típica para este problema es mediante el uso de una sarta de perforación delgada que minimiza el peso necesario para perforar la sección horizontal.

Una vez que la sarta es diseñada, los diámetros hidráulicos resultantes son generalmente mayores y puede ser necesario rediseñar las propiedades de flujo o alterar la selección del motor.

2.3.4.4. Desempeño hidráulico

Gran parte de caída de presión que se da, ocurre en la sección de poder del motor ya que estos, por diseño tienden a mantener la presión muy baja en el resto mediante, la maximización del área y la aerodinámica de la trayectoria de flujo.

Esta caída de presión que se da en el motor se incrementará según como el torque es absorbido en la broca mediante, un incremento en el peso. La potencia máxima de torque es aproximadamente 70% del torque de atascamiento para una tasa de flujo dada, por lo que, es inadmisibles perforar al máximo torque ya que el atascamiento puede ocurrir muy rápidamente.

La presión en el tubo vertical será aproximadamente de 2000 a 2500 lb/pulg² (igual a las pérdidas normales de presión en la sarta de perforación, más un delta de presión a través de la broca, más 500 psi a través del motor, y de 200 a 500 psi de caída de presión en el MWD. Algunos sistemas de MWD, pueden requerir mucho más que 1000 lb/pulg² de caída de presión a través de la broca además otras pérdidas de presión.

Un buen respaldo de bombeo es una necesidad mientras se perfora la sección horizontal ya que, cualquier pérdida de bombeo con recortes en el hoyo podría resultar en pega de la tubería.

2.3.4.5. Criterio de optimización hidráulica

A presión de bomba constante es generalmente cierto que la potencia hidráulica máxima en la broca ocurre cuando alrededor del 65 % de la presión de la bomba es gastada en la broca.

El máximo impacto se da alrededor del 50 %, cuando se grafica el impacto y la potencia hidráulica versus la tasa de flujo, se forma una curva parabólica hacia abajo.

A una tasa de flujo que da la potencia hidráulica máxima (65 %), un incremento en la tasa de flujo no tendrá un efecto significativo en la potencia hidráulica, pero

incrementará significativamente el impacto. De igual manera a una tasa de flujo que da el máximo (50 %), un decremento en la tasa de flujo presentará un mínimo efecto en el impacto, pero afectará significativamente la potencia.

Para formaciones suaves con altas tasas de penetración, el impacto y el flujo cruzado deben ser mínimos, pero en formaciones duras la potencia hidráulica debe ser máxima donde sea posible.

2.3.5. BHA

Los conjuntos de fondo a BHA por sus siglas en inglés (Bottom Hole Assembly), están compuestos por diferentes herramientas las cuales dependen del tipo de pozo que se desea construir (horizontal o direccional) y de la selección de pozo, para determinar el tipo de ángulo que se va a construir.

2.3.5.1. Componentes del BHA

2.3.5.1.1. Tubería

La tubería es un conducto el cual es una parte muy importante en el diseño del BHA ya que permite el paso del fluido de perforación hacia el resto de los componentes de fondo y dependiendo de las características de la tubería esta cumple otras funciones específicas.

2.3.5.1.1.1. Tubería pesante

La tubería pesante (drill collars) llamada también collares, mangos, lastrabrocas es un tipo de tubería más pesada que la tubería de perforación convencional, cuyo objetivo es suministrar peso y tiorura en la porción inferior de la columna de perforación.

Lastrabrocas antimagnéticas.

Las lastrabrocas o collares de perforación están contruidos de un material antimagnético conocido como, monel, altamente resistente, para aislar la herramienta de control y registro contenido en su interior (MWD o steering tool) de las interferencias magnéticas causadas por el acero de la tubería de perforación que esta más arriba.

La tecnología asociada con los levantamientos magnéticos muestra que el número de lastrabrocas antimagnéticas requeridos aumenta a medida que se incrementa el ángulo del pozo y la latitud del mismo. La norma es utilizar tres lastrabrocas antimagnéticas de treinta pies cada una.

2.3.5.1.1.2. Tubería compresiva

Dependiendo de la tasa de ganancia de ángulo utilizada, tubería de perforación compresiva (CSDP), tubería de perforación estándar (HWDP) se emplea para perforar un pozo horizontal de radio medio. El BHA está diseñado de una manera diferente al usado en pozos rectos o en la perforación direccional convencional. Puesto que el BHA está bajo compresión mientras se transmite el peso y el torque a la broca, CSDP o HWDP es usada para distribuir las fuerzas de las más altas severidades de pata de perro a través de las longitudes de tubería más pequeñas, tal como se puede apreciar en la Figura 2.22.

Los CSDP son corridos debajo de los lastrabrocas bajo compresión. Esto permite flexibilidad bajo los collares de perforación ayuda a prevenir los problemas del hoyo tales como cavernas y derrumbes, minimiza el desgaste de la tubería y ayuda en la limpieza de la sección lateral del pozo. Además se requiere menos lastrabrocas para un WOB determinado y menos torque es perdido en el contacto con la pared.

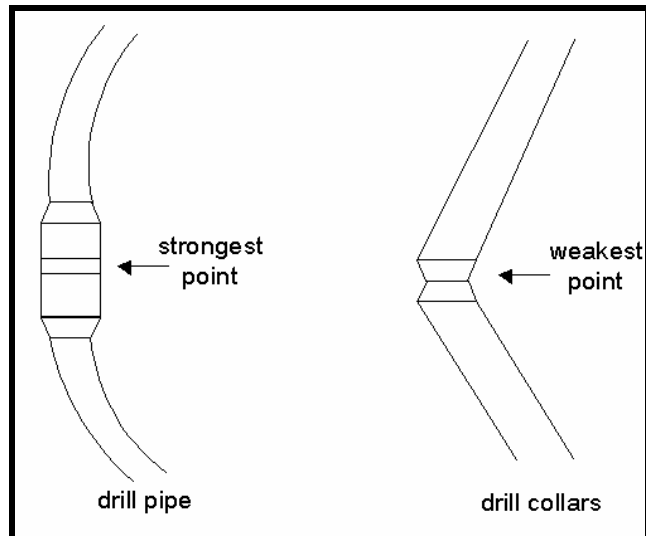


Figura 2.22: Comparación de la distribución de las fuerzas en los drill pipe y drill collars.
Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez
Fuente: Bibliografía

Cuando las tasas de ganancia de ángulo son menores a 20 grados / 100 pies, HWDP normalmente puede ser usada.

Unas almohadillas de contacto compactas, conocidas como “pads” o “wear knots” con el mismo diámetro de las uniones son agregados a lo largo del cuerpo de la tubería para proporcionar el soporte lateral necesario, como se puede apreciar en la Figura 2.23.

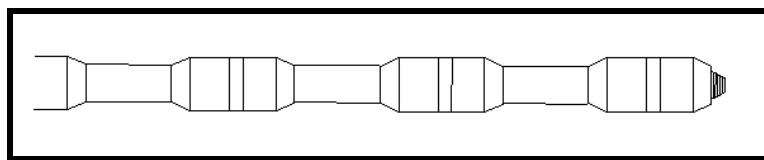


Figura 2.23: Tubería con wear knots o pads.
Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez
Fuente: Bibliografía

2.3.5.1.2. Estabilizadores

Los estabilizadores son herramientas que se utilizan en el conjunto de fondo, con la finalidad mantener a todo el grupo de herramientas centralizadas en el hueco para evitar posibles problemas de pega y fricción de las herramientas.

La Figura 2.24 nos muestra algunos tipos de estabilizadores.

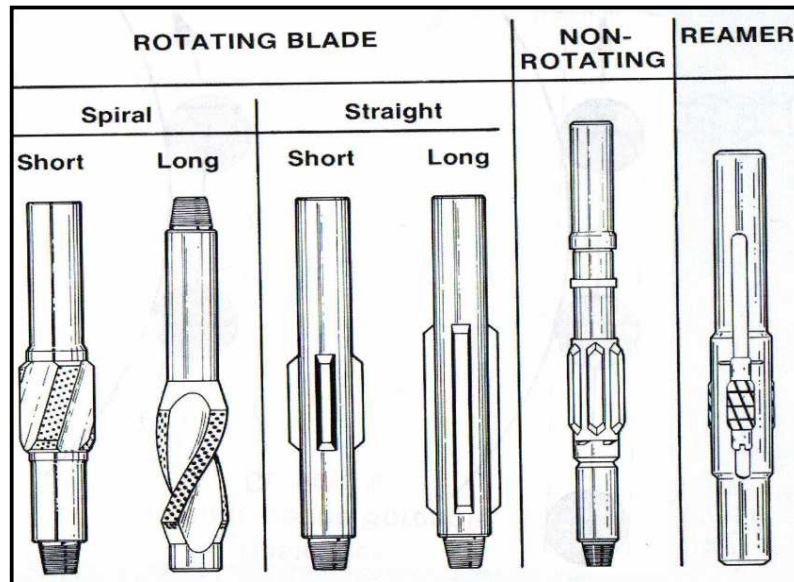


Figura 2.24: Tipos de estabilizadores.
Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez
Fuente: Bibliografía

2.3.5.1.3. Herramientas de orientación y toma de registros

Las herramientas de orientación MWD (Measure While Drill), Steering tool, LWD (Logging While Drill) y Gyro, nos permiten obtener información de cómo se encuentra nuestro conjunto de fondo (BHA) y de las propiedades petrofísicas y del fluido de la formación que se está perforando.

2.3.5.1.3.1. MWD

Esta herramienta nos permite la toma de datos de registro direccional en tiempo real, es decir, mientras se está perforando. Por lo tanto no es necesario realizar viajes de la tubería para tomar estos registros, resultando en un ahorro de tiempo y optimización de las operaciones. (Figura 2.25)

La herramienta MWD es ensamblada en superficie dentro de los no magnetic drill collars o Monel y se lo hace junto con el resto del BHA. El tiempo de cada toma de datos depende de los requerimientos de la empresa operadora del campo, así se puede tener intervalos de 20 a 30 minutos.

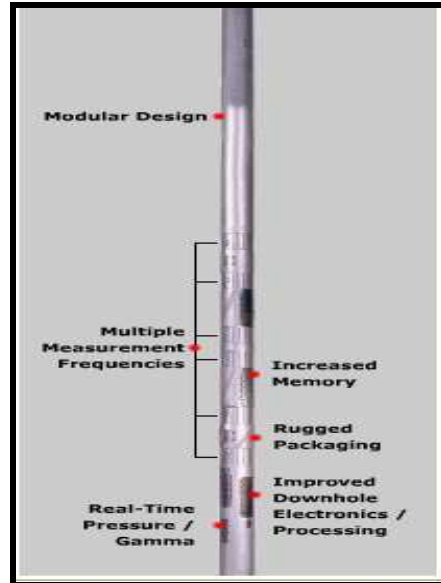


Figura 2.25: MWD
Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez
Fuente: Internet

2.3.5.1.3.2. LWD

La herramienta Logging While Drilling (LWD) (Figura 2.26), nos permite realizar la toma de registros eléctricos en tiempo real. Parámetros como resistividad, porosidad y demás son de gran utilidad ya que se puede conocer las características tanto de los fluidos como de las formaciones atravesadas.

El reconocimiento de los topos y bases de las formaciones nos permiten saber con exactitud los riesgos potenciales que se pueden presentar en las operaciones y además se sabrá cuando se ingrese a la formación en la que se ha planeado navegar para alcanzar el objetivo.



Figura 2.26: LWD
Fuente: Schlumberger

2.3.5.1.3.3. Gyro

La herramienta Gyro permite la toma de registros eléctricos en zonas donde se tienen interferencia magnética no permite el uso de herramientas como el MWD o Steering Tool.

Es una herramienta mecánica que no toma datos en tiempo real ya que se debe parar la perforación para realizar la toma de datos de orientación lo que representa una pérdida económica.

2.3.5.1.3.4. Steering tool

Es una herramienta de línea de acero dirijible que se usa para obtener información necesaria para mantener con exactitud la orientación y la desviación del ensamblaje de fondo, sin necesidad de parar la perforación.

El Steering tool se utiliza en secciones en las cuales el MWD es muy grande debido a su diámetro (menos de 6 pulgadas).

La lectura del azimut es medida con 3 magnetómetros y la inclinación con tres acelerómetros. Esta información es enviada en tiempo real a la superficie, donde es procesada por un computador y es procesada en valores cuantificables.

La temperatura de trabajo del Steering tool está comprendida entre los 140° C y 170° C como límite, más allá de esta temperatura los valores serán erráticos y aleatorios.

2.3.5.1.4. Herramientas deflectoras

Las herramientas de deflexión son componentes del BHA que nos permiten ganar o perder ángulos de construcción dependiendo de la etapa en la que la operación se encuentra.

2.3.5.1.4.1. Bent

El bent es una herramienta de deflexión que va cerca al motor de fondo y permite crear un ángulo en el BHA con el fin de cambiar la dirección del hueco.

El bent puede ser una herramienta que se arma en el BHA o puede estar unida al motor de fondo (Figura 2.27). Cualquiera sea la presentación que la herramienta tenga debe ser calibrada en superficie para que cumpla con los objetivos propuestos.

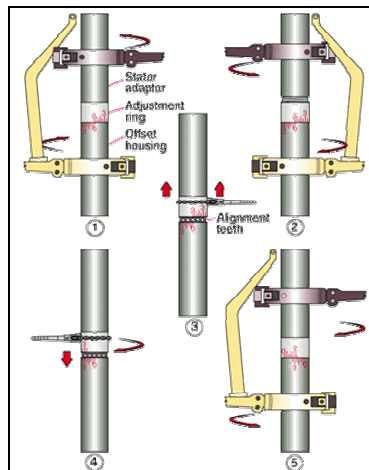


Figura 2.27: Arreglo del ángulo del Bent
Fuente: Schlumberger

2.3.5.1.5. Motores de fondo

La introducción de los motores de fondo en el área de perforación ha ayudado en la reducción de los costos y en el desarrollo de nuevas tecnologías de perforación, como es el caso de los pozos horizontales.

El primer motor de fondo comercial fue una turbina, pero está giraba demasiado rápido para las brocas y aplicaciones existentes en aquella época, especialmente en perforaciones direccionales. Un motor de fondo eléctrico fue experimentado, pero este falló debido a problemas en la transmisión de poder. Finalmente, se desarrollaron los motores de desplazamiento positivo (PDM's). La turbina el PDM convierte la energía hidráulica del flujo de lodo en energía mecánica en la broca. Pero los PDM giran más lento, y así se han convertido en el motor de fondo preferido para la mayoría de operaciones de perforación.

2.3.5.1.5.1. Tipos de motores de fondo

En el mercado podemos encontrar dos tipos de motores:

- Hidráulicos.
- Turbina.

2.3.5.1.5.1.1. Motores hidráulicos

Estos motores tienen la capacidad de perforar un hueco de calibre completo y no se requiere un repaso posterior al igual que permite realizar múltiples desviaciones sin salir del hoyo y puede limpiar de recortes o rípios de fondo del pozo antes de comenzar la desviación.

Los motores hidráulicos de fondo del pozo se mueven con el flujo del lodo de perforación que baja por la sarta de perforación eliminando así la necesidad de girar la tubería. A este tipo de motores pertenecen los motores de desplazamiento positivo (PDM's). Un motor hidráulico es presentado en la Figura 2.29.

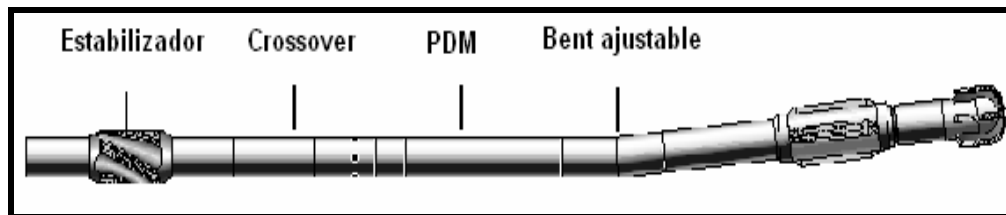


Figura 2.28: Motores hidráulicos
Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez
Fuente: Schlumberger

2.3.5.1.5.1.2. Motores de turbina

Los motores de turbina de fondo de pozo consisten de una turbina, una sección reemplazable de cojinetes y una unión sustitutiva rotatoria de broca a la cual se conecta una broca convencional. Las turbinas también funcionan por medio del fluido de perforación dentro de la sarta de perforación.

Estos motores después de 150 horas de operación se cambian debido a desgaste de la sección reemplazable de cojinetes.

Cuando se utiliza el motor tipo turbina para desviar un hoyo, la broca se corre hasta cerca de unas cuantas pulgadas del fondo y se orienta. Se ponen a funcionar las bombas y la broca se bajan suavemente al fondo del hoyo. Cuando la turbina empieza a girar lo indicara una caída de presión de la circulación del lodo en la superficie. Entonces se puede aplicar el peso de perforación deseado para iniciar la perforación de la sección construida de ganancia de ángulo del pozo. La tubería de perforación no gira durante la operación de desviación.

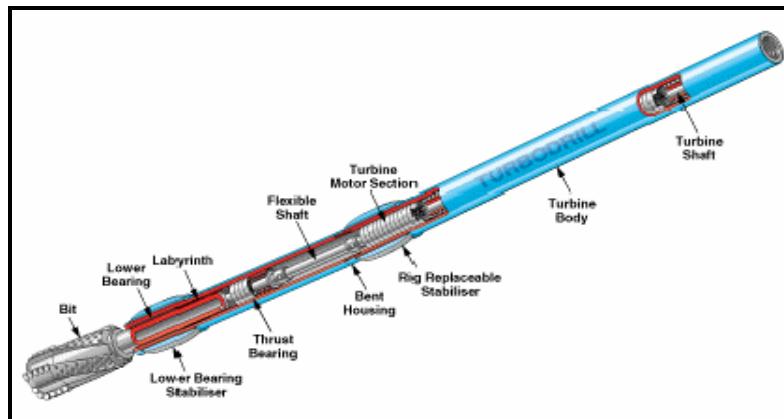


Figura 2.29: Motores de turbina
Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez
Fuente: Schlumberger

2.3.5.2. Arreglo de BHA

El BHA que se usa no necesariamente es uno sólo para toda la perforación, sino que el arreglo del mismo depende de varios factores como la sección de pozo, ganancia, pérdida o mantenimiento de ángulo.

En el plan de perforación se establece las diferentes herramientas que componen el arreglo del BHA aunque en la perforación se puede hacer variaciones las mismas que dependen de las necesidades de las operaciones.

2.3.5.2.1. Geometría para arreglos multicurvos

Según la geometría dictada por el ángulo de inclinación del motor y la colocación de los estabilizadores al tope y al fondo del (BHA), los motores de fondo de pozo se clasifican en 4 tipos. El ángulo de inclinación efectivo del motor se puede calcular mediante la ecuación 2.23.

$$\theta = B' - B_1 + B_2 \dots\dots\dots (2.23)$$

Donde:

θ = Angulo efectivo del motor, (grados).

B' = Angulo equivalente para una curvatura única, (grados).

B_1 = Angulo de ajuste para un primer estabilizador fuera de calibre, (grados).

B_2 = Angulo de ajuste para un segundo estabilizador, (grados).

Los ángulos de ajuste para los estabilizadores se calculan con las ecuaciones 2.24 y 2.25.

$$B_1 = \frac{57,3.S_1}{24} \cdot \left(\frac{1}{L_1} + \frac{1}{L_2} \right) \dots\dots\dots (2.24)$$

$$B_2 = \frac{57,3.S_2}{24} \cdot \left(\frac{1}{L_2} \right) \dots\dots\dots (2.25)$$

Donde:

S_1 = Espacio libre radial del primer estabilizador, (pulg).

S_2 = Espacio libre radial del segundo estabilizador, (pulg).

L_1 = Distancia entre broca y estabilizador, (pies).

L_2 = Distancia entre estabilizador y estabilizador, (pies).

Los valores para las diferentes variables se determinan a partir de la geometría para cada tipo de motor en particular.

2.3.5.2.1.1. Geometría del motor tipo 1.

La Figura 2.30 esquematiza un motor de geometría tipo 1,

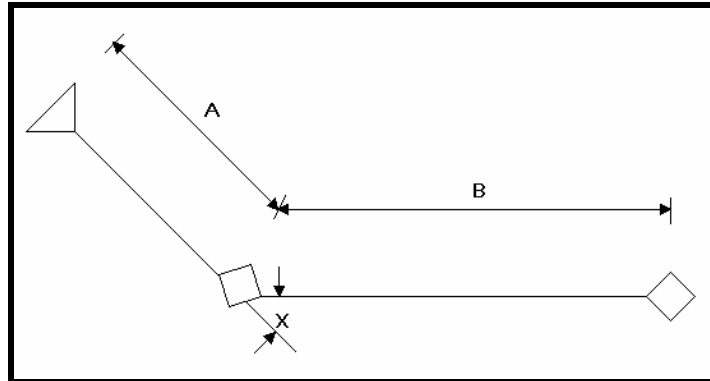


Figura 2.30.: Geometría tipo 1.

Realizado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

Fuente: Bibliografía

Donde:

$B' = X$ = Angulo equivalente al primer estabilizador, (grados).

X = Angulo de inclinación del casco curvo, (grados).

$A = L_1$ = Distancia desde la broca al vértice del casco curvo, (pies).

$B = L_2$ = Distancia desde el vértice del primer estabilizador al segundo estabilizador, (pies).

2.3.5.2.1.2. Geometría del motor tipo 2.

La Figura 2.31 esquematiza un motor tipo 2,

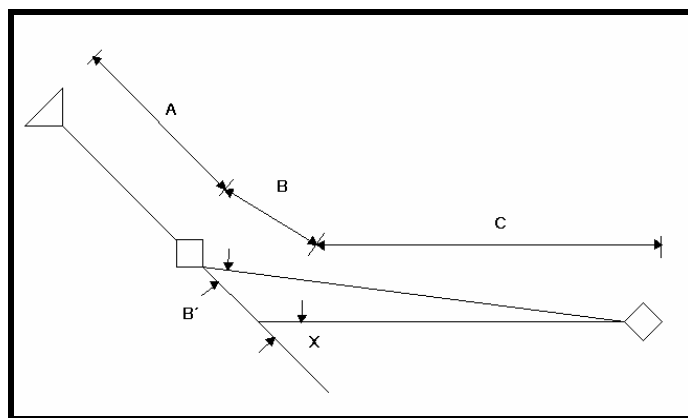


Figura 2.31: Geometría tipo 2.

Realizado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

Fuente: Bibliografía

$$B' = X \cdot \left(\frac{C}{B} + C \right) \dots\dots\dots (2.26)$$

Donde:

- B''** = Angulo equivalente al primer estabilizador, (grados).
- X** = Angulo del casco curvo, (grados).
- L₁** = A
- A** = Distancia desde la broca al primer estabilizador, (pies).
- L₂** = B + C
- B** = Distancia desde el primer estabilizador al ápice del casco curvo, (pies).
- C** = Distancia desde el ápice del casco curvo al segundo estabilizador, (pies).

2.3.5.2.1.3. Geometría del motor tipo 3.

La Figura 2.32 esquematiza un motor geometría tipo 3.

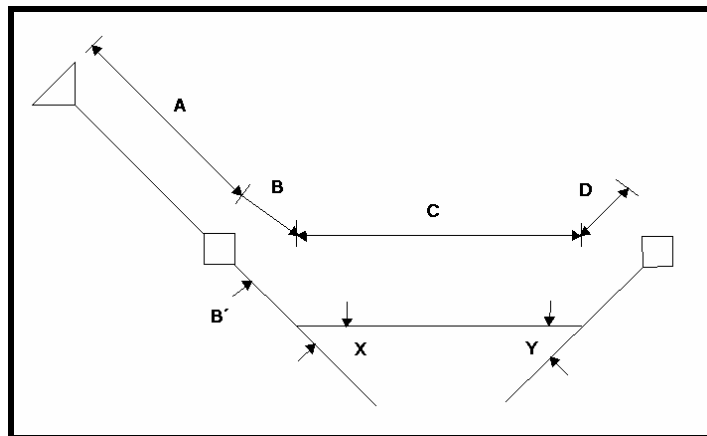


Figura 2.32: Geometría motor tipo 3.
Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez
Fuente: Bibliografía

$$B' = \left(X + Y \cdot \left(\frac{D}{C+D} \right) \right) \left(\frac{C+D}{B+C+D} \right) \dots\dots\dots (2.27)$$

Donde:

- B''** = Angulo equivalente al primer estabilizador, (grados).
- X** = Angulo del casco curvo, (grados).

- Y** = Angulo de la unión sustituta curva – codo- (grados).
- L₁** = A
- A** = Distancia de la broca al primer estabilizador, (pies).
- L₂** = B+C+D, (pies).
- B** = Distancia desde el primer estabilizador al ápice del casco curvo, (pies).
- C₁** = Distancia desde el ápice del casco curvo hasta el ápice de la unión sustituta curvo – codo, (pies).

2.3.5.2.1.4. Geometría del motor tipo 4.

La figura 2.33 esquematiza un motor de geometría tipo 4.

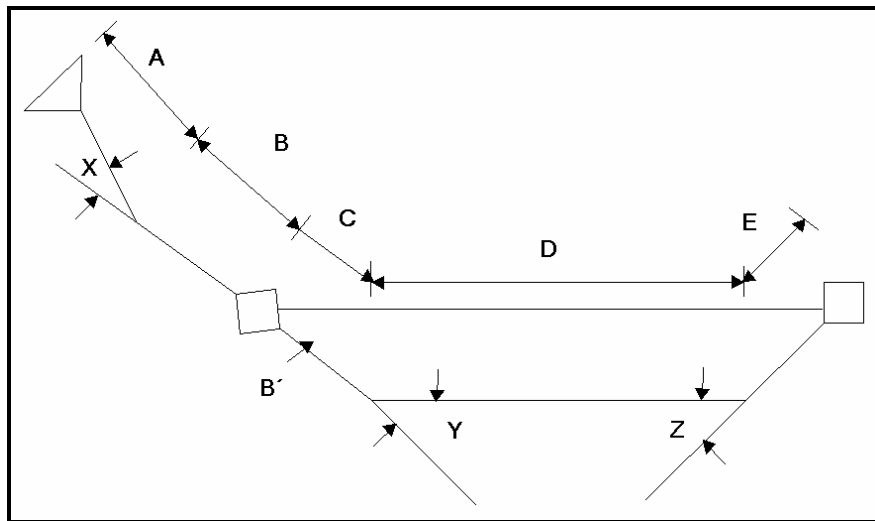


Figura 2.33.: Geometría motor tipo 4.
Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez
Fuente: Bibliografía

$$B' = \left(Z \cdot \left(\frac{E}{E+D} \right) + Y \right) \cdot \left(\frac{D+E}{C+D+E} \right) + X \cdot \left(\frac{A}{A+B} \right) \dots\dots\dots (2.28)$$

Donde:

- B''** = Angulo equivalente al primer estabilizador, (grados).
- X** = Angulo de inclinación del buje de transmisión, (grados).
- Y** = Angulo de inclinación del casco curvo, (grados).
- Z** = Angulo de la unión sustituta curva, (grados).
- L₁** = A+B, (pies).

- L₂** = C+D+E, (pies).
- A₁** = Distancia de la broca a la curva del buje de transmisión inclinada, (pies).
- B₃** = Distancia de la curva del buje de transmisión inclinado al primer estabilizador, (pies).
- C₂** = Distancia del primer estabilizador al ápice del casco curvo, (pies).
- D₁** = Distancia del ápice del casco curvo al ápice de la unión sustituta curvo, (pies).
- E** = Distancia de la unión sustituta curva al segundo estabilizador, (pies).

2.3.6. PROGRAMA DE BROCAS

Las brocas son las últimas herramientas usadas en cualquier arreglo del BHA. Las funciones principales son triturar la roca para crear el pozo desde la superficie hasta el objetivo planeado.

Las brocas obedecen a un plan previamente diseñado el cual se presenta en el plan de perforación pero sus usos pueden ser ligeramente modificadas dependiendo de su rendimiento durante la perforación.

2.3.6.1. Tipos de brocas

Dos tipos principales de brocas han sido desarrollados a través de los años para lograr una perforación más efectiva. Las brocas de rodillos tienen dispositivos coniformes de acero llamados conos que ruedan libremente a medida que la broca gira. La mayoría de las brocas tienen tres conos, aunque algunas tienen dos y otras cuatro. Los fabricantes de brocas pueden cortar dientes de los mismos conos (Figura 2.34 A) o incrustar insertos de carburo de tungsteno, un material muy duro, dentro de los conos (Figura 2.34 B). Estos dientes cortan la formación a medida que la broca gira. Toda broca tiene aberturas que han sido taladradas en ella para permitir que el fluido de perforación pueda circular. Muchas brocas tienen boquillas que dirigen un chorro a alta velocidad hacia los lados y fondo de cada cono para que los ripsos puedan ser barridos hacia afuera a medida que la broca perfora.

Las brocas de diamantes no tienen conos ni dientes (Figura 2.34 C). En vez de éstos, varios diamantes se incrustan en el fondo y los lados de la broca. Ya que los diamantes son tan duros, las brocas de diamante son especialmente efectivas para perforar formaciones duras; sin embargo, también pueden ser utilizadas efectivamente en formaciones blandas.



Figura 2.34: Tipos de brocas.
Fuente: Bibliografía

2.3.6.2. Selección de la broca

Un sistema de selección para brocas de conos de acuerdo al tipo de dientes (acero inserto), el tipo de formación a ser perforada o las características mecánicas de las brocas fue desarrollado por un subcomité de la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC).

Las brocas pueden ser clasificadas por un código alfa- numérico con una serie de tres dígitos. Las series 1, 2 y 3 son reservadas para brocas con dientes de acero en las categorías de formaciones suaves, medias y duras.

Las series 4, 5, 6 ,7 y 8 son para brocas de insertos en las categorías de formaciones suaves medias duras y extremadamente duras.

El tipo desde el 1 hasta el 4 designa una subclasificación de la dureza de la formación desde la más suave hasta la más dura dentro de cada serie.

Las columnas del 1 al 7 son características comunes de las brocas de dientes de acero e insertos de la mayoría de fabricantes. Las columnas 8 y 9 han sido removidas y reservadas para el desarrollo de futuras brocas.

2.3.6.3. Evaluación del daño de las brocas

IADC estableció un código de evaluación del daño ocurrido a una broca después de haber operado por un tiempo determinado en el hueco. Toda broca debe ser evaluada después de ser sacada del pozo, independientemente de su condición puesto que podría decidirse correrla nuevamente.

Los casilleros para la evaluación de la broca están distribuidos de la siguiente manera: cuatro casilleros para los dientes, un casillero para los cojinetes, un casillero para el calibre de la broca y dos casilleros para comentarios.

El desgaste de los dientes internos y externos es evaluado de 0 a 8 (0 igual a no desgaste, 8 igual a desgaste total), en los casilleros 1 y 2 respectivamente.

El tercer casillero es para especificar las características del desgaste y el cuarto para definir su ubicación. El quinto casillero permite asentar la condición de los cojinetes ya sean sellados o no. En el sexto casillero se pone la evaluación del calibre de la broca de dieciseisavos de pulgada. Se debe disponer del anillo de calibración correspondiente para evaluar el desgaste. El séptimo casillero permite especificar otras características de desgaste adicionales a las ya mencionadas antes. El octavo casillero es para indicar la razón por la cual la broca fue sacada del pozo.

2.3.7. TÉCNICAS DE PERFORACIÓN PARA GANANCIA Y MANTENIMIENTO DE ÁNGULO

Actualmente los pozos profundos de petróleo y gas natural se perforan usando técnicas vagancia y mantenimiento de ángulo, transmitiendo la rotación desde la boca del pozo (técnica rotacional), a través de la sarta de perforación o transmitiendo a la broca la rotación directa utilizando un motor hidráulico o ecléctico de fondo (técnica de deslizamiento "sliding").

Los principales requisitos para elegir la técnica de perforación son determinados por la necesidad de asegurar la perforación exitosa del pozo tomando en consideración las posibles complicaciones y garantizando altos índices técnico – económico.

2.3.7.1. Técnica de rotación

En esta técnica, la rotación de la broca es transmitida por el mecanismo que lo hace girar (rotor) desde superficie (mesa rotaria o top drive) a través de la sarta de perforación. El rotor también se utiliza para mantener en suspensión la tubería de perforación y la tubería de revestimiento al bajarlas, así como para colgarlas y desenroscarlas. Por eso el rotor también es necesario al perforar con motores de fondo.

La particularidad de la perforación rotacional es la existencia de dos canales de transmisión de energía al fondo: la energía mecánica del rotor y la energía hidráulica (a flujo de aire) de las bombas o compresores. Esto determina la posibilidad de transmitir a la broca una energía mecánica relativamente grande.

La técnica de rotación fue utilizada en la perforación de pozos horizontales de estudio para mantener el ángulo del hueco.

Ventajas:

- Durante la rotación de la sarta de perforación hay menos peligro de su adhesión, suspensión y apretadura.
- Permite mantener el ángulo construido para formar secciones tangentes.
- Aumenta la rata óptima de perforación (ROP), ya que gira el motor de fondo ayudado por el lodo de perforación y además toda la sarta también se encuentra girando.

Desventajas:

- Las cavernas, ensanchamientos y las desviaciones del pozo incrementan la flexión de la sarta de perforación en rotación y elevan el peligro de su rotura.

2.3.7.2. Técnica de deslizamiento

En la técnica de deslizamiento la sarta de perforación no gira sino que percibe el momento torsor reactivo del motor de fondo y sirve de canal para transmitir la energía hidráulica al fondo.

Mediante el empleo de esta técnica se facilita la desviación del pozo en la dirección requerida.

En los pozos horizontales de nuestro estudio, la desviación de ángulo se la realizó utilizando éste método, ya que hasta ese momento era el único conocido para realizar este tipo de trabajo.

Ventajas:

- Mejoran, diferencia de la perforación a rotor las condiciones de trabajo de la sarta de perforación, lo cual permite aligerarla y abaratarla usando tubería de perforación fabricada a base de aleaciones ligeras y tubería de acero de paredes finas.
- Crece la velocidad mecánica de perforación a consecuencia de la alta frecuencia de rotación de la broca, lo cual conduce a un incremento considerable de la velocidad comercial, sobre todo al perforar pozos poco profundos y de profundidad media. Pero disminuye la profundización por brocas debido al aumento del desgaste de los apoyos y elementos cortantes de la misma.
- Puede utilizarse todos los tipos de fluidos de perforación, excluyendo solo a los fluidos gaseosos. Al perforara con lodos gaseosos, también se logra utilizar parcialmente con éxito la potencia establecida del motor de los compresores. No obstante, el motor tiene índices relativamente bajos al usar lodos muy viscosos y pesados.

Desventajas:

- La rata de penetración óptima (ROP) disminuye en comparación con métodos actuales de construcción de ángulo.

- Existe un mayor riesgo de pega de la tubería ya que se debe reparar varias veces el hueco para lograr el ángulo deseado.

2.3.8. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO Y CEMENTACIÓN.

2.3.8.1. Tubería de revestimiento

La tubería de revestimiento o casing y sus operaciones implícitas constituye uno de los aspectos más importantes dentro de la operación de perforación, tanto desde el punto de vista operativo como económico. Operativamente, la preparación y corrida del casing siempre serán pasos que requieren gran atención para realizarlos con éxito; a este punto se debe asumir que el diseño correspondiente ya ha sido realizado tomando en consideración las condiciones existentes y que existirán durante la vida del pozo. El rubro económico correspondiente al casing, equipos y accesorios anexos para su corrida y asentamiento en sus diversas etapas supera el 30 % del costo total del pozo.

2.3.8.2. Tipos de casing y sus funciones

El casing es normalmente especificado por el grado de acero (K-55, L-80, N-80, S-95, P110, etc.) su tamaño (diámetro interno, externo, drift), peso (lbs/pie), rango de longitud [(R-1 = 16-25 (pies), R2 = 25-34 (pies), R3 = 34-48 (pies)], tipo de conexión (BTC, Hydril 511, Hydril 513, Hydrill SLX, New VAM, etc).

La información de resistencia a la tensión, presión de estallido, presión de colapso, torsión, torque recomendado, etc. debe ser proporcionada en catálogos por los fabricantes.

De manera general se considera los siguientes tipos de casings (Figura 2.35):

- Conductor.
- Superficial.
- Intermedio.
- Producción.

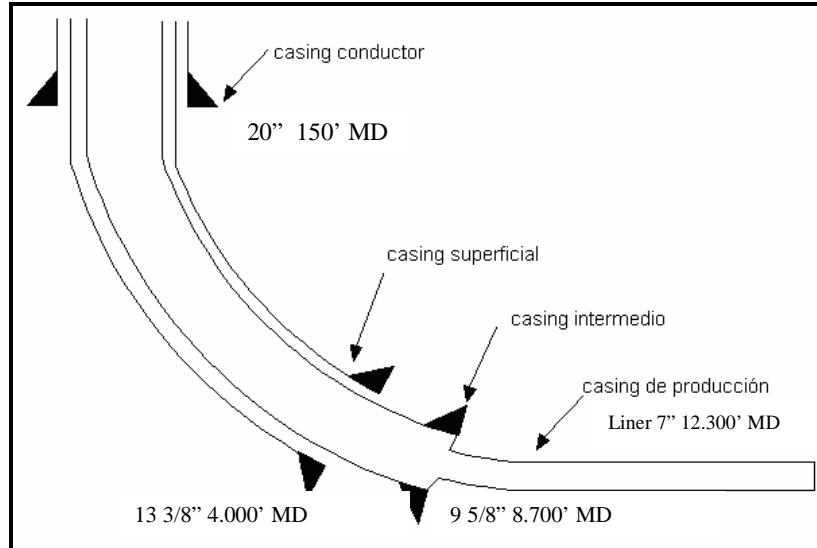


Figura 2.35.: Tipos de casing.
Realizado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez
Fuente: Bibliografía

Cada una de estas tuberías cumplirá sus funciones específicas pero, de manera general el casing debe cumplir las siguientes funciones:

- Soportar las paredes del pozo (derrumbes).
- Medio para fijar el BOP o cabezal de producción.
- Sistema de aislamiento para evitar la contaminación de las fuentes de agua fresca subterránea.
- Sistema de aislamiento de zonas problemáticas.
- Sistema de aislamiento para evitar la comunicación entre arenas productoras o acuíferos.
- Medio para el ingreso de herramientas tanto de perforación como de producción.
- Espacio físico de dimensiones conocidas para el asentamiento de herramientas de producción.

2.3.8.3. Tipos de cemento

Clase A.- Usado para profundidades desde superficie hasta 6000' cuando propiedades especiales no son requeridas. Es un cemento Pórtland similar al cemento ordinario de construcción tipo I, ASTM C 150.

Clase B.- Usado desde superficie hasta 6000´ cuando las condiciones requieren una resistencia de moderada a alta al sulfato, tipo II.

Clase C.- Usado desde superficie hasta 6000´ cuando las condiciones requieren una alta resistencia al tiempo, tipo III.

Clase D.- Usado desde 6000´ hasta 10000´, bajo condiciones de presión y temperatura moderadamente alta.

Clase E.- Usado desde 10000´ hasta 14000´ bajo condiciones de altas temperaturas.

Clase F.- Usado desde 10000´ hasta 16000´ bajo condiciones de extremadamente altas presiones y temperatura.

Clase G.- Usado desde superficie hasta 8000´ como un cemento básico, de fabrica, o puede ser usado con acelerantes o retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades de pozos y temperaturas. Disponible en tipos de resistente al sulfato de moderado a alto.

Clase H.- Usado desde superficie hasta 8000´ como un cemento básico, de fabrica, o puede ser usado con acelerantes o retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades de pozos y temperaturas. Disponible solo en tipo de moderada resistencia al sulfato.

2.3.8.4. Herramientas para la cementación del casing

Zapato guía o zapato flotador.- El zapado guía mide un poco menos de 2 pies y es la primera herramienta que entra al pozo, normalmente es enroscada en los burros y se usa un cemento especial para evitar que se desprenda cuando se baje a preparar la siguiente sección, como su nombre lo indica sirve de guía gracias a la nariz redondeada que tiene en la punta. El zapato flotador además de realizar las funciones antes señaladas tiene incorporado una válvula flotadora que

sirve de reemplazo en caso de que falle el collar flotador. El zapato guía o zapato flotador internamente contiene elementos perforables de aluminio y cemento. El zapato guía debe permitir el paso y salida del cemento durante la operación de cementación.

Collar flotador.- Este accesorio mide algo menos de 2 pies y va enroscado a uno o dos tubos arriba del zapato guía, también debe usarse el mismo tipo de cemento especial para evitar que la tubería se desenrosque durante la perforación del cemento para continuar con la siguiente sección. El collar flotador contiene una válvula flotadora que permite el paso de los fluidos, pero no permite que regresen, internamente sus materiales son de aluminio y fibra perforables.

Herramientas de cementación multietapas.- En ciertas operaciones de cementación de gran profundidad donde se prevé que existirán altas presiones (hidrostática más presión de bomba) se recomienda correr un DV tool que permite realizar la cementación en dos etapas. Es decir, la primera etapa es realizada desde el fondo hasta el DV tool y la segunda etapa desde el DV tool hasta la profundidad donde se planeó dejar el tope del cemento. Esta herramienta puede ser accionada mediante un tapón dejado caer desde la superficie o hidráulicamente.

Centralizadores.- Los centralizadores son accesorios que van ubicados en la parte externa del casing y tiene la finalidad de centralizar la tubería para ayudar a realizar una buena cementación. Básicamente existen dos tipos de centralizadores, los rígidos que normalmente son usados en el tramo de tubería que va dentro de casing y los centralizadores de barriga que son usados en el tramo de tubería que va a hueco abierto. Los turbulators son centralizadores que además tienen alertas para generar turbulencia y mejorar la cementación. Cuando se dispone de un registro de calibre (caliper) es una gran ayuda para diseñar una buena ubicación de los centralizadores.

Raspadores.- Los raspadores van ubicados en la parte externa de los tubos y tienen la finalidad de raspar la costra de lodo que se formó durante la operación de perforación. Esto ayudara a conseguir una mejor adherencia cemento –

formación: es importante realizar el reciprocamiento de la sarta durante la circulación de acondicionamiento del hueco previo a la cementación, esto ayudará a que los raspadores cumplan su función.

2.3.8.5. Procedimiento de corrida y cementación

Cuando la tubería, accesorios, equipo de corrida de casing (llave de potencia, elevadores, protectores de tubería, cuñas, etc.) y cuadrilla de corrida de casing están listos entonces se puede seguir el siguiente procedimiento general. Es importante señalar que debido a las pérdidas de tiempo que han ocurrido cuando se corre la tubería con la cuadrilla de perforación, es recomendable realizarlo con una cuadrilla calificada para este tipo de trabajo.

1. Subir el primer tubo en el cual se encuentra enroscado el zapato guía.
2. Subir y enroscar un segundo tubo que contiene el collar flotador.
3. Continuar bajando la tubería y ubicando los centralizadores de acuerdo al diseño realizado.
4. Llenar la tubería con lodo cada 10 tubos.
5. Una vez corrida toda la tubería armar la cabeza de cementación.
6. Armar líneas de superficie de tal manera que se pueda reciprocarse unos 40 pies (usar chocks).
7. Circular para acondicionar el hueco (retornos limpios).
8. Realizar reunión medio ambiente y seguridad.
9. Probar líneas con +/- 4000 psi.
10. Bombear los colchones de lavado y espaciadores.
11. Soltar el tapón de fondo.
12. Mezclar y bombear cemento.
13. Cargar y soltar tapón tope.
14. Desplazar el cemento con lodo de perforación.
15. Chequear asentamiento del tapón y condicione de no flujo cuando libere la presión.
16. Esperar por fraguado de cemento.

2.3.8.6. Cálculos

El cálculo del volumen o sacos de cemento requerido para sellar adecuadamente el casing es una etapa muy crítica y debe ser realizado tomando en cuenta aspectos de logística, operaciones y supervisión de tal manera que cumplan los estándares requeridos.

El siguiente ejemplo corresponde al cálculo de volumen o sacos de cemento para un casing intermedio pero, los principios y consideraciones pueden ser aplicados para otras secciones del pozo.

EJEMPLO: Calcular los sacos de cemento clase A requeridos para cementar el casing intermedio de 8-5/8". Calcular además el volumen de desplazamiento para dejar el volumen de desplazamiento para dejar el cemento en su lugar.

Datos:

Profundad = 9,637´

Tope de cemento = 4000´, zapato 13 – 3/8" a 4000´

Diámetro del Hueco = 10 – 5/8"

ID CSG 8 – 5/8" = 7,511"

Collar flotador a 2 tubos del zapato (84´)

Peso de la lechada = 13,2 lbs/gal

Yield del cemento = 1,85 pie³/Sx

Asumir un 30 % de exceso.

Resolución:

$$V1 = (ID^2 \cdot 1029,4) \cdot 84$$

$$V1 = (0,0548 \cdot 84) = 4,6 \text{ BBLs}$$

$$V1 = 4,6 \text{ bls} \cdot 5,615 = 26 \text{ pie}^3$$

$$V2 = ((DH^2 - OD^2)/1029,4) \cdot (9637' - 4000') =$$

$$V2 = (0,0374 \cdot 5637') = 210,8 \text{ BBLs}$$

$$V2 = 210,8 \text{ bls} \cdot 5,615 = 1184 \text{ pie}^3$$

El volumen en exceso es considerado solo para la parte de hueco abierto en este caso 30 % de exceso. Cuando se dispone de un registro de caliper el porcentaje podría ser menos dependiendo de la condición del hueco.

$$V2 \text{ exc} = 1,3 * V2 = 1,3 * 1184 = 1540 \text{ pie}^3$$

$$VT = V1 + V2 \text{exc} = 26 + 1540 = 1566 \text{ pie}^3$$

$$Sxc = VT / \text{yield} = 1566 \text{ pie}^3 / 1,85 \text{ pie}^3 / Sx$$

El volumen de desplazamiento es el volumen de lodo requerido para ubicar el cemento en el lugar planificado. Es este caso debe cubrir todo el hueco abierto y el topo deberá quedar a 4000 pies.

$$Vdes = (ID^2 / 1029,4) * (9637' - 84)$$

$$Vdes = (0,0548) * (9553) = 523,4 \text{ BBLS}$$

Para estar seguros que el tapón topo esta siendo asentado es necesario presurizar unos 1000 psi sobre la presión a la que se estaba bombeando previo al asentamiento. En estas consideraciones el tope del cemento debe quedar a más o menos 4000 pies de profundidad.

CAPITULO III

ESTUDIO DE LOS PROBLEMAS OPERACIONALES

3.1. INTRODUCCIÓN

En la perforación de pozos siempre se presentan dificultades ya sea éstas por inestabilidad de las zonas perforadas, elevadas presiones de las formaciones, acondicionamiento del lodo, etc.

La meta de una buena perforación es hacer que los problemas se minimicen sin tener que alejarse demasiado de los parámetros estipulado en el plan de perforación.

Para el estudio de los problemas utilizaremos los datos técnicos de los reportes diarios que se dieron durante la perforación.

3.2. PROBLEMAS DE LOS POZOS HORIZONTALES DEL CAMPO SHUSHUFINDI

Los problemas han sido seleccionados por el interés de nuestro estudio y se han descartado problemas mecánicos de taladro entre otros que no competen al cumplimiento de nuestro objetivo.

Las dificultades que se dieron en la perforación de este pozo serán presentadas de acuerdo a como se fueron suscitando en el avance de las perforaciones.

3.2.1. POZO SSF – 96H.

El pozo 96H al ser el primer pozo horizontal perforado en el campo Shushufindi, presentó problemas muy serios.

El pozo fue construido como un pozo horizontal de radio largo y el tiempo estimado para su culminación fue de 47.33 días, lo cual contrasta con el tiempo real de perforación el cual fue de 145 días.

El pozo SSF-96H está conformado por las secciones presentadas en la tabla 3.1.

Secciones	Propósito	Actual
20" Tubo conductor.	150' MD	150' MD
13 3/8" Csg a superficie	4000' MD	4002' MD
9 5/8" Csg intermedio	8700' MD	8743' MD
7" Liner	10994' MD	10830' MD
5" Liner ranurado	12963' MD/ 9347' TVD	11920' MD/ 9343' TVD
Sección lateral	5628'	4610'

Tabla 3.1: Secciones del pozo
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reportes de perforación

En la tabla 3.2 se presenta características de los KOP tanto planeados como los que se realizaron en la perforación, los mismos que son muy similares y varían muy poco debido a pequeños problemas de orientación de la herramienta.

Taza de construcción.	Propósito.	Actual.
1. KOP	Se inicia con 2,0° / 100 pies, hasta alcanzar Inclinación máx. de 31,2° @ 4200' MD	BUR = 2,72° / 100 pies durante el inicio de la curva. Inclinación máx. de 28,5° @ 4200' MD
2. KOP	Inicio 2,4°/100 pies, hasta Inclinación máx. de 57.7° @ 8493' MD	BUR = 2,4° /100 pies al inicio hasta alcanzar inclinación máx. de 54,77° @ 8503' MD
3. KOP	Se inicia con 2,4°/100 pies hasta alcanzar la formación "T" principal a inclinación máx. de 90° @ 10977' MD	Inicio con 2,72°/100 pies hasta alcanzar formación objetivo con inclinación de 90° @ 11000'.MD

Tabla 3.2: KOP (planeado y actual)
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reportes de perforación

Tomando datos actuales (Julio 2006) se conoce que este pozo se encuentra produciendo un caudal de 606 BFPD de la arena "U inf" con un BSW de 10,07 %.

Al revisar exhaustivamente los reportes de perforación y compararlos con los planes de perforación del pozo hemos encontrado varios problemas en la perforación del mismo.

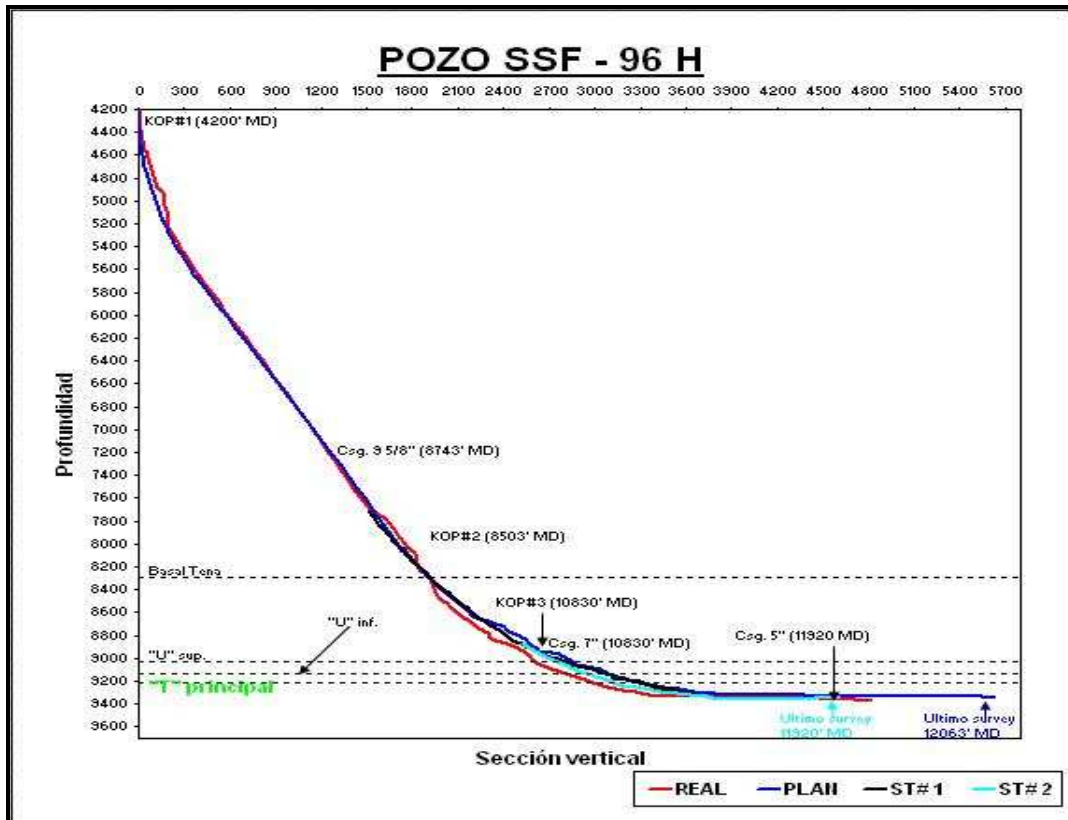


Figura 3.1: Perfil del pozo
 Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
 Fuente: Reporte de Survey, Petroproducción

3.2.1.1. Problema 1 (Tubería pegada)

Este problema se dio a la profundidad de 10830' MD (9320' TVD) en el día de operación #33 (26 de Agosto 2006), en la sección del revestidor de 7". Se observa que el tiempo no productivo que se produjo a causa de este problema fue de 26 horas del cual el 95% pertenece a problemas de tubería pegada y el restante 5% a problemas diversos.

Haciendo un resumen de las operaciones realizadas antes y durante el incidente de la pega de tubería se observa lo siguiente:

- Se perforó direccionalmente 10615' MD. Se hizo un viaje corto hasta 10224' MD, donde se observó un diferencial de presión. Se bombeo 80 bls de píldora liberadora con 141 bls de lodo.
- Se sacó tubería a superficie y se observó derrumbe de lutitas y pérdida de 23 bls de lodo en 10 min.

- Se bajó tubería y se observó apoyo de 80 Klbs @ 9532' MD. Se bombeo 55 bls de píldora antipérdida. Y se observó pérdida de 60 bls @ 9844' MD.
- Se repasó de 9865' MD hasta 10297' MD con fuerte restricción (Agujero apretado). Se circuló y se acondicionó el lodo a 10,8 lpg. Se repasó hasta 10615' MD sin problemas.
- Se perforó direccionalmente desde 10615' MD hasta 10830' MD ahí se bombea 60 bls de píldora lubricante. Se sacó tubería desde 10830' MD hasta 10793' MD donde se observó **pega de tubería**.
- Se bajó el peso del lodo de 10,8 lpg @ 10,6 lpg. Se bombeó 232 lbs de lodo de 10,6 con píldora lubricante (10 bls de diesel + 60 bls de pipe lax-w). **Se liberó la tubería.**
- Se sacó tubería desde 10830' MD hasta 9690' MD con bomba y de 9690' MD hasta superficie sin bombas.
- Se decidió bajar liner de 7" y cementar el intervalo.

En la tabla 3.3 se presenta las principales propiedades del lodo, utilizado en la perforación y el formulado en el programa, para la sección en la cual se suscita el problema.

	Utilizado	Propuesto
Sistema de lodo.	Visplex	Visplex, CaCO ₂
Peso (lb/gal).	10.8 – 10,5	9,5 - 10,5
Viscosidad (cP).	120	N/R
VP (cP).	29	Mínimo Posible
YP (lbf/100ft²).	33	15 – 30
Filt. API. (cm³/30min).	N/R	7 – 6

Tabla 3.3: Propiedades del lodo

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

Fuente: Reportes de perforación

La cantidad de fluido utilizado para la perforación en ese momento es de 490 GPM, la presión con la que el fluido ingresa a la sarta de perforación es de 3200 PSI.

Cabe destacar que el BHA para esta sección debía empezar a trabajar desde los 8700' MD hasta los 10977' MD, partiendo con una inclinación de 35,16° y llegando a 85,0°, esta sección debió tener una pata de perro máxima de 2.6°/ 100 pies.

3.2.1.2 Análisis del problema 1

El problema se da en la sección 7" a una profundidad de 10830' MD (9320 TVD) al realizar un viaje corto por encontrar puntos apretados, se analiza que las propiedades del lodo no fueron las indicadas para esta sección (MW: 1.0.8, VP: 120, YP:33, etc.), ya que, no pudo contener el filtrado que se dio (60 bls), no mantuvo las paredes del hueco estables (permitió derrumbes de lutita) y mucho menos acarreó efectivamente los sólidos a superficie, todo esto ayudado por la inclinación de 81,5° con la que se estaba perforando permitieron dar lugar a la pega diferencial. Para este evitar un problema similar, sería recomendable usar un lodo que tenga un MW: 11.5 ppg para ayudar a sostener las paredes del pozo y un filtrado menor a 5 cc/30 min.

Los reportes de Geoservice indican que los cortes provienen de la lutita Napo "B".

3.2.1.3 Problema 2 (Tubería partida por empaquetamiento)

A la profundidad de 11695' MD (9370' TVD), se observó tensión al sacar la sarta de perforación lo que deriva en un problema que duró 13 días empezando el día de operación # 55 (18 de Septiembre del 2001) en la sección de liner de 5".

El tiempo no productivo durante este problema fue de 267 hrs., de las cuales el 85% pertenecen a problemas de tubería pegada y el 15% restante a otros problemas tanto del taladro como de preparación de píldoras de fluido.

Resumiendo las operaciones realizadas antes y durante el problema podemos observar lo siguiente:

- Se perforó direccionalmente deslizando desde 12155' MD hasta 12180' MD con RP: 3 PPH, WOB: 30 KLBS, RPM: 323, GPM: 294, y P: 2850 psi. Se observó tensión al sacar la sarta hasta 11890' MD.
- Se repasó desde 11890' MD hasta 12180' MD y se observó **empaquetamiento de la tubería @ 11695' MD**. Se bombeó 40 bls. de píldora dispersa a 11476' MD y con gas de viaje de 61450 ppm se bajó el peso del lodo de 9.4 lpg a 8.6 lpg por 5 min.

- **Se liberó la tubería** y se sacó hasta superficie. Se desarmó equipo direccional y se armó BHA de limpieza con broca #11R.
- Se bajó BHA de limpieza rimando desde 11678' MD hasta 11780' MD donde se observó **tubería empacada**. Se observó un incremento de presión y torque. Se empaquetó el pozo con P: 2200 psi, SPM: 49 y GPM: 240.
- Se trabajó tubería con tensiones de hasta 450 Klbs, torque y esporádicamente con dos martillos hasta 475 Klbs durante 5 días, sin éxito. Se esperó por llegada de Coiled tubing.
- Se armó Coiled tubing y se bajó hasta 11747' MD donde se observó apoyo y no puede pasar. Se armó cañón de 10' con 6 tiros por pie y se disparó a 11735'MD. Intentó circular con 1500 psi, sin éxito. Se realizó operación similar durante 4 días.
- Se trabajó tubería pegada con tensión de hasta 475 Klbs, presión de 2850 psi, torque hasta 700 amp durante 2 días, se observó **tubería partida**.
- Salio a superficie 26 juntas de 3-1/2"DP. Tope del pescado @ 8151' TVD.
- Se preparó plan de Side track # 1.

Las principales propiedades del lodo utilizado en la perforación y el formulado en el programa, para la sección en la cual se suscita el problema se presenta en la tabla 3.4.

	Utilizado	Propuesto
Sistema de lodo.	Flo-Pro	Flo-Pro
Peso (lb/gal).	9.4	8,8 - 9,2
Viscosidad (cP).	58	N/R
VP (cP).	11	Mínimo Posible
YP (lbf/100ft²).	48	30 – 60
Filt. API. (cm³/30min).	N/R	6 – 7

Tabla 3.4: Propiedades del lodo

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

Fuente: Reportes de perforación

Cabe destacar que cantidad de fluido utilizado durante el problema fue de 236 GPM, la presión con la que el fluido de perforación fue de 2250 psi.

El BHA propuesto para esta sección debía tener parámetros como: perforar desde los 12206' MD hasta 13174' MD, partiendo con una inclinación de 85° y culminando a 89° con una pata de perro máxima de 2.4°/ 100 pies.

3.2.1.4 Análisis del problema N° 2

La perforación se encontraba atravesando la sección 5" a una profundidad de 11695' MD (9370 TVD), con una inclinación de casi la horizontalidad (85° a 89°), la cual hizo más difícil que los cortes de perforación sean acarreados a superficie, aunque no se observa ni filtración ni un exceso de cortes en el lodo, el cambio brusco del peso (9,4 lpg a 8,5 lpg) puede provocar que las paredes del agujero se derrumben, esto se refleja en el torque y el aumento de presión que toma el BHA de limpieza.

Cabe subrayar que el BHA de perforación y de limpieza que se utilizó era algo rígidos (no poseía flex sub y flex HWDP como recomendó el plan) por lo que, debió estar en contacto con las paredes del hueco provocando un aumento en el torque y disminuir el acarreo de sólidos a superficie.

El análisis de Geoservice indica que el problema se da en la formación de "T Inferior"

La utilización de nuevas herramientas que componen el BHA y que son menos rígidas que las usadas serían de utilidad en problemas de este tipo, ya que, se está trabajando en secciones muy largas de ángulo elevado y se evitaría incrementar la excesiva presión de la sarta sobre las paredes del pozo. La implementación de un lodo de MW: 11.5, para sostener las paredes del pozo y evitar empacaduras.

3.2.1.5. Problema 3 (Empaquetamiento y derrumbe total de la formación)

Este problema se presenta en el primer Sidetrack realizado en este pozo y tiene inicio el día N° 103 (29 de Diciembre del 2001) de haber empezado la operación. La profundidad es de 10345' MD (9325' TVD), en la sección 8-1/2", se observa intenciones de pega y al sacar la sarta de perforación la formación se derrumba

completamente perdiéndose el hueco y derivando en la perforación de un segundo Sidetrack.

La duración del problema es de 13 días dando un tiempo no productivo fue de 312 hrs. De las cuales el 85 % pertenece al problema de tubería pegada y el 15 % restante al repaso en búsqueda del hueco viejo.

Tomando en cuenta los reportes diarios del taladro se puede resumir las operaciones realizadas durante el problema las cuales se ven a continuación.

- Se perforó direccionalmente rotando desde 11028' MD a 11047' en MD con WOB: 18 Klbs, RPM: 246, T: 16 lbs/pie, Q: 491 GPM, P: 3150 psi, ROP: 34 PPH.
- Se sacó la tubería hasta 10778' MD. Se bombeó píldora viscosa y dispersa. Se observó arrastres puntuales @ 10973' MD, 10918' MD y 10813' MD. Se sacó tubería hasta la ventana.
- Se bombeó píldora con Lubrigade de 3500 a 4000 ppm, máximo gas de formación 11225 ppm @ 11046' MD.
- Se sacó tubería hasta superficie y se bajo liner de 7", se observó resistencia y posteriormente **empaquetamiento** @ 10374' MD. Se bajó el peso del lodo de 10,4 ppg a 10,0 ppg y luego se bombeó píldora lubricante y 60 bls de píldora Pipe lax, sin éxito.
- Se dejó tubería tensionada con 360 Klbs, bombeando 26 bls de píldora cada hora. Se **liberó tubería** y se sacó liner hasta superficie observando derrumbe del pozo con exceso de ripios en los shakers.
- Se armó BHA con motor y MWD y se bajó repasando hasta el fondo. Se observó topes @ 9620' MD, 9727' MD, 9835' MD, 9882' MD y 10405' MD. Se sacó tubería hasta superficie.
- Se bajó liner de 7" otra vez hasta 10345' MD donde se **empaquetó**. Se bombeo píldora Pipe Lax y se dejo tensionado con 350 Klbs bombeando 3 bls cada hora. Se **liberó tubería** y se sacó el liner de 7" hasta superficie.
- Se conecto Roller Ramer con BHA de limpieza, se observó **tubería atascada** @ 10064' MD, se trabajó y se **libera** la misma. Se repasó desde 10064' MD hasta 10345' MD donde **tubería queda aprisionada**. Se

bombeo 36 bls de píldora viscosa pesada y circula, **liberando la tubería**. Se desarmo Roller Ramer.

- Se conectó otro BHA y se bajo hasta 10338' MD tratando de encontrar hueco viejo, sin éxito. Se perforo direccionalmente hasta 11000' MD sin encontrar hueco viejo.
- Se preparo tapón y se cementa @ 11000' MD. Se prepara Sidetrack #2.

Las principales propiedades del lodo utilizado en la perforación y el formulado en el programa, durante este problema se presentan en la tabla 3.5.

	Utilizado	Propuesto
Sistema de lodo.	Visplex	Visplex, CaCO ₂
Peso (lb/gal).	10,0	9,5 - 10,5
Viscosidad (Cp).	11,5	N/R
VP (cP).	13	Mínimo Posible
YP (lbf/100ft²).	32	15 – 30
Filt. API. (Cm³/30min).	N/R	7 – 6

Tabla 3.5: Propiedades del lodo

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

Fuente: Reportes de perforación

El caudal de fluido de perforación desplazado dentro de la sarta de perforación durante el problema fue de 491 GPM, la presión del mismo fue de 3150 psi.

3.2.1.6 Análisis del problema N° 3

Problema generado en la sección de 7" a una profundidad 10345' MD (9325' TVD), al bajar liner se observó que el lodo de la sección no mantuvo estable las paredes de las formaciones.

Los puntos apretados que se presentan se deben a constantes patas de perro severas (hasta 79100 pies), llegando incluso al empaquetamiento y la pérdida del hueco al intentar reparar.

Los reportes de Geoservice indican que la zona problemática fue la Lutita Napo "B".

Para evitar problemas al bajar el liner en secciones de ángulo elevado se debe realizar una adecuada limpieza del hueco y acondicionar el mismo a un MW entre 11,0 y 11,5 ppg para evitar que el hueco se derrumbe totalmente y se pierda el mismo.

3.2.2. POZO SSF-102H

El pozo 102H esta construido bajo la forma: construcción – mantenimiento – construcción, con un promedio de construcción de 2º/100 pies y con un tiempo ideal de perforación programado de 54,75 días, mientras que se demoro 53, 2 días en la realidad.

Se puede considerar un pozo muy efectivo en lo que respecta a los trabajos de perforación, ya que se tomaron los correctivos necesarios para evitar los problemas suscitados en el pozo SSF-96H.

Este pozo está conformado por las siguientes secciones (Tabla 3.6):

Secciones	Propósito	Actual	Broca ø
20" Tubo conductor.	150' MD/TVD	125' MD/TVD	26"
13 3/8 Csg a superficie	4000' MD/TVD	4040' MD/TVD	17,5"
9 5/8 Csg intermedio	8469' MD/8081' TVD	8462' MD/ 8080' TVD	12 1/4"
7" Liner	10750' MD/ 9198' TVD	10785' MD/ 9189' TVD	8 1/2"
5" Liner ranurado	13028 MD/ 9198' TVD	11850' MD/ 9199' TVD	6 1/8"

Tabla 3.6: Secciones del pozo
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reportes de perforación

La profundidad a la cual tenía que llegar la perforación era de 13028' MD/ 9198' TVD en tanto que, llegó a la profundidad de 11850' MD/ 9199 TVD, la sección lateral propuesta estaba en 5551' y avanzo solo hasta los 4399'.

En la tabla 3.7 se presenta las características de los KOP tanto las planeadas como las que se realizaron en la perforación, los mismos que son muy similares y varían muy poco debido a pequeños problemas de orientación de la herramienta.

Taza de construcción.	Propósito.	Actual.
1. KOP	Max. 1,85° / 100 pies ft, durante el inicio de la curva en sección 12 1/4" hasta alcanzar Inclinación de 37,71°.	BUR = 1,85° / 100 pies durante el inicio de la curva. Sección de 12 1/4". Máxima inclinación 37,71°.
2. KOP	Max. 2,0°/100ft Inicio a 8465' MD / 8085,5' TVD hasta alcanzar un ángulo max. 83,41° Azi. 21,3° incremento de ángulo durante la perforación de Napo, Caliza A, Usup, Caliza B, Tsup. Objetivo ganar inclinación temprana. Sección 8 1/2".	BUR = 2° /100 pies inicio a 8465' PM / 8086' PVV incremento de ángulo 37,71° y 20,72° Az 198 pies del tope de Napo. Sección de 12 1/4". Continúa construcción hasta el punto de entrada. Sección 8 1/2".
3. KOP	Max. 1,0°/100ft. Inicio a 10750' MD 9179,08' TVD incrementando ángulo (landing point). Objetivo formación "Tinf". Inclinación final 89,24° Azi 21,5° en 13028,6' MD 9198' TVD.	Max. 0,12°/100 ft. Inicio a 111000 pies PM / 9198 pies PVV. Incremento de ángulo durante la parte tangencia de 975' PM, llegando al punto de salida a 13029' PM, 9198' PVV. Objetivo formación "T", sección 6 1/8".

Tabla 3.7: KOP (planeado y actual)

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

Fuente: Reportes de perforación

En la actualidad el pozo se encuentra produciendo un caudal de 918 BFPD de las arenas "U" superior y "U" inferior con un BSW de 20%.

Una vez revisados los planes de perforación y los reportes finales, podemos hacer referencia y describir los problemas que se dieron en la perforación.

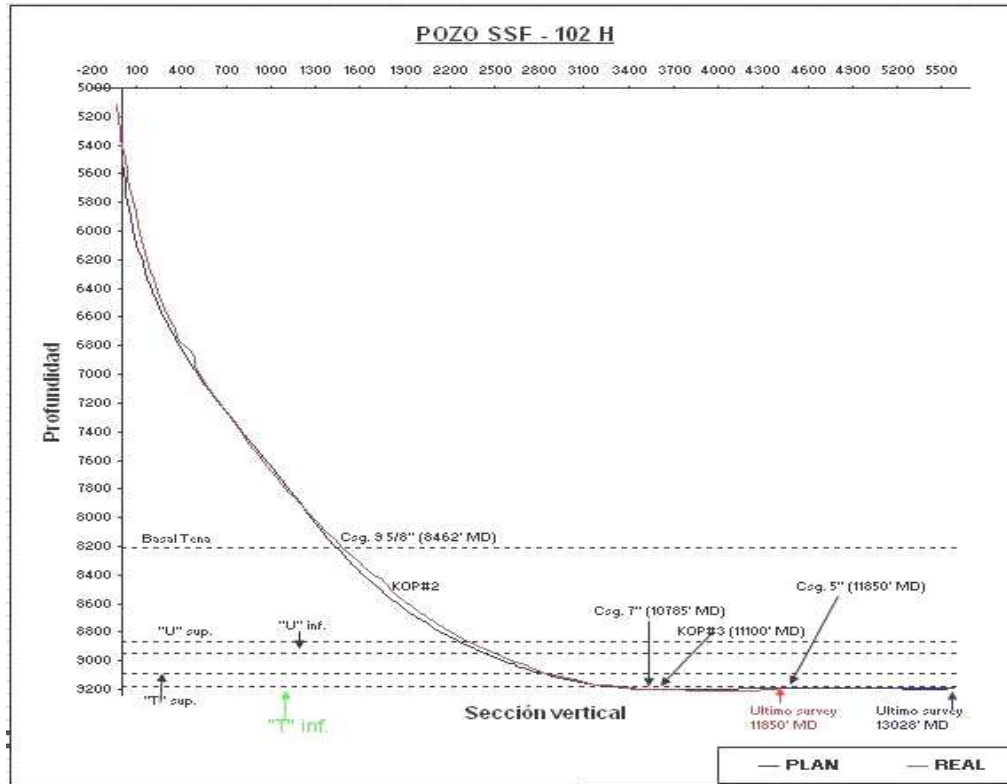


Figura 3.2: Perfil del pozo
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reporte de Survey, Petroproducción

3.2.2.1. Problema 1 (Tubería pegada)

Este problema se dio desde el día de operación #24 (3 de Noviembre 2001) de haber empezado las operaciones a una profundidad de 9367' MD (9367' TVD) perteneciente a la sección de liner de 7" el tiempo no productivo en esta dificultad fue de 7 horas con treinta minutos.

Las operaciones realizadas que se tiene antes y durante el incidente de la pega de tubería son:

- Se perforó rotaria hasta los 9349' MD con las siguientes características: RP: 32,7 PPH, WOB: 20 KLBS, RPM: 40 RPMM: 150, GPM: 500, P: 3100 PSI.
- Se **presentó empaquetamiento** con pega de tubería sin circulación.
- Se trabajó tubería pegada **logrando despegarla** a los 15 min.
- Se preparó y bombeó píldora viscosa – pesada.
- Se circuló a limpio observando retorno moderado de cortes (presencia de derrumbes).

- Se subió el peso del lodo de 10,2 a 10,3 LPG.
- Continúo perforación rotaria hasta los 9460' MD.
- Al levantar la sarta de perforación para reemplazarla se observó arrastre hasta 70 klbs, se pego la tubería a 9367' MD por **empaquetamiento** y perdida del retorno del lodo.
- Se trabajó tubería pegada **liberándola** en 15 min.
- Se preparó y bombea píldora viscosa – pesada retornando abundante derrumbe.

En la tabla 3.8 se presenta las principales propiedades del lodo, utilizado en la perforación y el formulado en el programa, para la sección en la cual se suscitó el problema.

	Utilizado	Propuesto
Sistema de lodo.	Hibtrol / PolyPac	Hibtrol / PolyPac
Peso (lb/gal).	10,3	9,2 - 10,2 (ppg)
Viscosidad (cP).	145	No se da
VP (cP).	18	Mínimo Posible
YP (lbf/100ft²).	32	12,00 - 25,00
Filt. API. (in³).	7,3	10,00 - 6,00
Cake (1/32 in).	1	N/R

Tabla 3.8: Propiedades del lodo
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reportes de perforación

La cantidad de fluido que se estaba utilizando para la perforación en ese momento es de 500 GPM, la presión con la que el fluido ingresa a la sarta de perforación es de 3100 PSI. Los datos de el plan en cuanto a los parámetros antes mencionados eran de 475 GPM y 3375 PSI.

3.2.2.2 Análisis del problema 1

El problema tiene lugar en la sección de 7" a una profundidad de 9367' MD (9367' TVD), debido principalmente a derrumbes, ya que, se observó un incremento moderado de cortes en las zarandas y por la decisión de incrementar el peso del lodo (10,2 a 10,3 ppg).

Aun cuando la hidráulica que se encontraba en el anular fue la recomendada en el programa no logro combinar perfectamente con las propiedades del lodo para poder acarrear los sólidos a superficie ni mantener en suspensión ya que, se decantaron de una manera rápida ayudados por la inclinación de 82,8° terminando en el empaquetamiento y perdida de circulación de la sarta. El peso del lodo apropiado para mantener secciones inestables y de ángulo elevado es de 11.5 ppg, además de tener una adecuada limpieza del hueco antes de repasar una sección.

Los reportes de Geoservice muestran que los cortes son provenientes de la formación lutita Napo "B".

3.3 PROBLEMAS DE LOS POZOS HORIZONTALES DEL CAMPO SACHA.

3.3.1. POZO SAC – 175H

El pozo SA-175H al ser el primer pozo horizontal construido en la cuenca oriental ecuatoriana, fue un pozo experimental y en el resultado del mismo sirvió de base para la realización del proyecto de perforación de pozos horizontales.

Este pozo está construido como un pozo típico de radio medio. Este pozo está conformado por las siguientes secciones (Tabla 3.10):

Secciones	Propósito	Actual
20" Tubo conductor.	150' MD/TVD	126' MD/TVD
13 3/8" Csg a superficie	4000' MD/TVD	4008' MD/TVD
9 5/8" Csg intermedio	8583' MD/8578' TVD	8578' MD/ 8578' TVD
7" Liner	10753' MD/ 9946' TVD	10310' MD/ 9862' TVD
5" Liner ranurado	12725' MD/ 9946' TVD	10820' MD/ 9922' TVD
Sección lateral	3518'	2513'

Tabla 3.9: Secciones del pozo
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reportes de perforación

El tiempo en el cual se desarrolló la perforación fue de 92.17 días, en tanto, que el tiempo esperado de acuerdo al plan original de perforación fue de 43.5 días. Se

puede deducir entonces que el tiempo no productivo neto debido a los diversos problemas que se presentaron fue de alrededor de 49 días.

En la tabla 3.11 se presenta características de los KOP tanto las planeadas como las que se realizaron en la perforación.

Taza de construcción.	Propósito.	Actual.
1. KOP	Max. 2,00° / 100 pies, durante el inicio de la curva en sección 12 ^{1/4"} hasta alcanzar los 8000 pies en MD.	Máx inclinación inicial 2,00° / 100pies, en la sección de 12 ^{1/4"} Inclinación final: 10,52° @ 8582 pies en MD.
2. KOP	Máx. Inclinación inicial de 3.27°/100 pies, iniciando el la Sección 8 ^{1/2"} , hasta alcanzar los 9900pies en MD	Máx. Inclinación inicial de 3.2°/100 pies, en la Sección 8 ^{1/2"} : Máx. Inclinación 54,48° @ 9840 pies en MD.
3. KOP	Máx. Inclinación inicial 4.28°/100ft en la sección de 6 ^{1/8"} , hasta alcanzar la inclinación fin de 89° a los 10030 pies en MD y 9859 pies en TVD.	Máx. Inclinación inicial 4.5°/100ft en la sección de 6 ^{1/8"} . Máxima inclinación final 85,65° @ 10820 pies en MD/ 9922 pies en TVD

Tabla 3.10: KOP (planeado y actual)

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

Fuente: Reportes de perforación

El pozo se encuentra produciendo un caudal de 245 BPPD de la arena "Hollín superior" con un BSW de 48%.

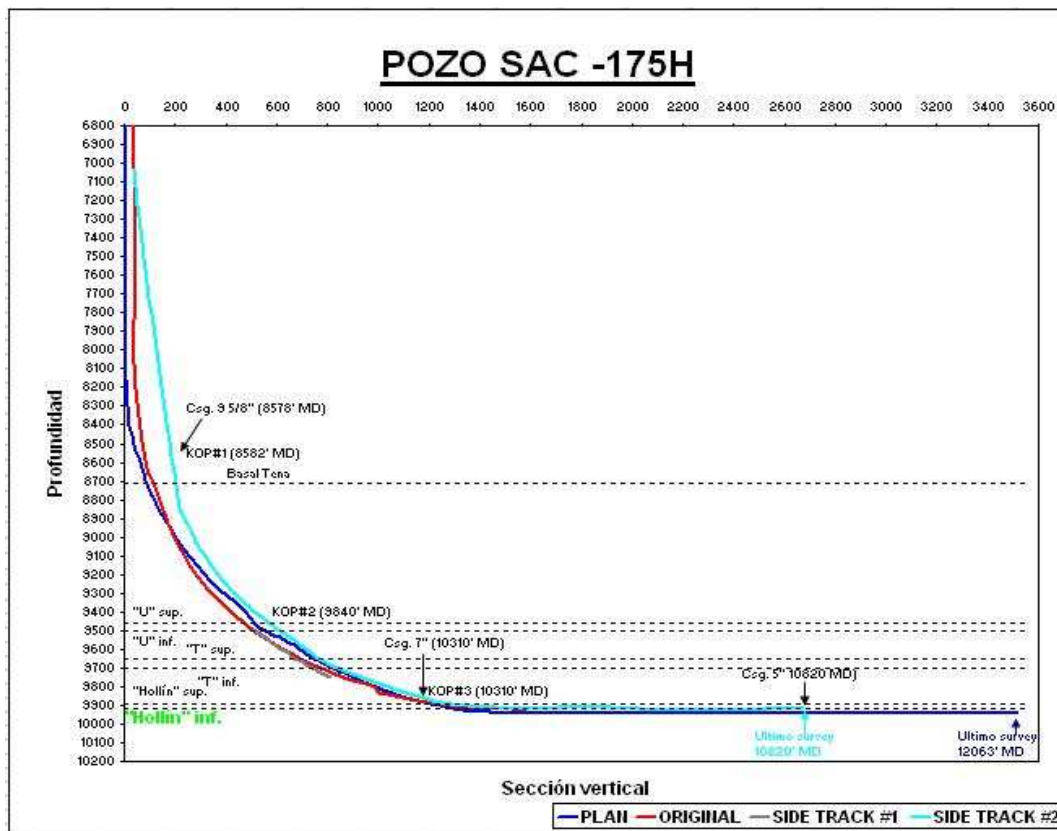


Figura 3.3: Perfil del pozo
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reporte de Survey, Petroproducción

3.3.1.1. Problema 1 (Tubería pegada)

Este problema se presentó el día de operación #38 (23 de Julio del 2001), a una profundidad de 10795' MD (9924' TVD). El problema pertenece a la sección de 7". El tiempo no productivo registrado durante este problema fue de 267.5 hrs.

Las operaciones realizadas antes y durante el incidente de la pega de tubería fueron los siguientes:

- Se perforó direccionalmente hasta 10795' MD. Se circuló tres fondos hacia arriba donde se pierde circulación y rotación. Se trabajó con 350 Klbs de tensión y se martilló con 90 Klbs, sin éxito.
- Armó y bajó Coiled tubing y cañón de 3', disparó @ 10378' MD y sacó cañón. Trabajó la sarta con peso máximo de 175 Klbs después del disparo sin éxito.

- Posible **pega** en la arena “U” superior (pega direccional). Circuló y bajó el peso del lodo de 10,6 ppg hasta 10,2 ppg. Se balanceó pildora para pega diferencial de 9550’ MD hasta 10200’ MD.
- Armó y bajó herramienta de back off hasta 10324’ MD. **Se realizó back off** mecánico (no detonó carga). Sacó sarta y viene desconectada del Coger Sub, bajó para tratar de torquear el resto de la sarta hasta 9125’ MD (tope del pescado). Trabajó y sacó tubería hasta superficie pero incompleta.
- Trató de pescar durante 4 días, sin éxito. Quedó pescado (23 jts de HWDP, Power pulse MWD, ARC-6 Resistivity tool, Flota Sub, Motor de fondo con AIM y Broca PDC de 8-1/2”.
- Se decidió cementar @ 9281’ MD y realizó un Side track.

La perforación se encontraba atravesando las formaciones de: Napo “U”.

En la tabla 3.12 se presentan las principales propiedades del lodo, utilizado en la perforación y el formulado en el programa, para la sección en la cual se suscita el problema.

	Utilizado	Propuesto
Sistema de lodo.	VISPLEX	HIBTROL/POLIPAC
Peso (lb/gal).	10,6	10 – 6
Viscosidad (cP).	No se da	No se da
VP (cP).	26	Mínimo posible
YP (lb/100ft²).	38	12 – 25
Filt. API. (in3).	N/R	10 – 6

Tabla 3.11: Propiedades del lodo
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reportes de perforación

El caudal de lodo con el que se estaba trabajando durante este problema, fue de 475 GPM y la presión de ingreso del lodo a la sarta fue de 3007 psi.

3.3.1.2. Análisis del problema 1

El análisis de este problema nos muestra una pega de tubería a una profundidad de 10795’ MD (9924’ TVD), no a consecuencia de derrumbes, esto es reflejado en que el pozo se encontraba prácticamente limpio por haberse realizado tres circulaciones fondo arriba y a la no presencia de cortes en las zarandas.

Revisando el survey de perforación se puede observar que se trata de una pega direccional por la gran cantidad de patas de perro severas que se dan llegando a una máxima de 7,07%100 pies a 9901 pies en MD.

Es imprescindible tener un control direccional óptimo que nos permita evitar las patas de perro severas. El uso de nueva tecnología para perforación direccional Power Drive o Geopilot puede contribuir con el control direccional del pozo.

El análisis de los cortes durante la perforación muestra que se estuvo atravesando la formación Lutita Napo Basal.

3.3.1.3 Problema 2 (Cementación deficiente)

Este problema tiene lugar el día de operación #51 (5 de agosto del 2001), cuando se decide hacer un tapón de cemento a la sección de 7" que va desde 9821' MD hasta 10795' MD (9924' TVD) ya que la misma tiene un pescado.

Se puede observar que el tiempo no productivo durante este problema fue de 489 hrs.

Las operaciones realizadas antes y durante este problema, fueron tomadas de los reportes de perforación como el reporte de la compañía de cementación.

- Se cementó desde 9281' MD hasta 10794' MD y se esperó por fragüe de cemento.
- Se limpió el cemento desde 9281' MD hasta 9645' MD y se observó cemento con poca resistencia en esta sección.
- Se limpió de 9677' MD hasta 9700' MD y se ve que los últimos 5' de cemento tienen buena resistencia.
- Se armó BHA #17 y se perforo direccionalmente desde 9700' MD hasta 9990' MD y se **observó empaquetamiento** @ 9771' MD, al realizar un viaje corto hasta 9588' MD.

- Trabajó tubería empaquetada con rotación y bomba hasta obtener 100% de circulación. Se **sacó tubería** con backreaming hasta 9207' MD, se observó derrumbe de la formación y presencia de cemento en los shakers.
- Aumentó el peso del lodo a 10.7 ppg y se repasó con algunos problemas desde 9207' MD hasta 9792' MD donde se observó gran cantidad de derrumbe de lutitas y pedazos de cemento en las zarandas.
- Se saco BHA #17 y conecto stringer + 65 jts de 3 1/2" DP de 15.5 lb/ft + 5 DP y bajo hasta el zapato.
- Se procedió a realizar un nuevo tapón de cemento desde 8437' MD. Se probó el cemento y se encuentra cemento consolidado desde 8825' MD hasta 8850' MD.
- Se limpió cemento hasta 8995' MD donde se usa el mismo como base del Sidetrack # 2.

El lodo utilizado durante la cementación y el tipo de cemento usado, se presentan en la tabla 3.13.

El caudal de lodo con el que se cementó la sección de 7" fue de 13 BPM y la presión de ingreso del lodo a la sarta fue de 800 psi.

Los BHA's usado para la prueba del cemento se puede ver en el anexo 3a.

	Lodo	Cemento
Densidad	9,9	17,0
Caudal (bls)	138,4	67,4
Pv	29	N/R
RB (bpm)	13	
P (psi)	800	

Tabla3.12: Propiedades del lodo y del cemento
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reportes de perforación

3.3.1.4 Análisis del problema 2

El problema se suscita por una mala cementación en un espacio de 1513' pertenecientes a la sección de 7" referentes a un tapón para la realización de un

sidetrack, seguido de una serie de derrumbes suscitados a continuación de la perforación direccional del tapón.

Aproximadamente 391' del tapón se creyó estuvo en buenas condiciones ya que presento datos de buena resistencia no obstante, una vez iniciada la perforación direccional se observa en las zarandas gran cantidad de lutitas y pedazos de cemento lo que nos demuestra que el cemento en ese tramo no poseía la consistencia adecuada para la realización del sidetrack añadiendo que, el lodo de perforación no mantuvo las paredes de la formación lo suficientemente estables por lo que permitió derrumbes.

Para poder realizar una cementación eficiente de un tapón de cemento es recomendable realizar un cálculo del diámetro del hueco para desplazar el volumen correcto de cemento. Es indispensable considerar un exceso del 100% del volumen desplazado para obtener una buena consistencia del tapón de fondo.

3.3.2. POZO SAC – 173H

El pozo 173H está construido como un pozo típico de radio medio, con una tasa de construcción promedio de 2°/100ft y con un tiempo ideal de perforación de 65,8 días en lo programado mientras que, se demoró 72,4 días en la realidad.

En la tabla 3.14 se presenta las secciones que conforman el pozo 173H:

Secciones	Propósito	Actual	Broca ø
20" Tubo conductor.	140 pies	133 pies	26"
13 3/8 Csg a superficie	4000 pies	4015 pies	17,5"
9 5/8 Csg intermedio	10502' MD/9800' TVD	10480' MD/ 9738' TVD	12 1/4"
7" Liner	11152' MD/ 9927' TVD	11143' MD/ 9927' TVD	8 1/2"
5" Liner ranurado	12932 MD/ 9931' TVD	12590' MD/ 9941' TVD	6 1/8"

Tabla 3.13: Secciones del pozo

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

La profundidad planeada que alcanzaría esta perforación horizontal en el plan fue de 12932' MD mientras que, alcanzó 12590' MD en la realidad en tanto que, la

sección lateral planeada a TD fue de 3879,01' y la perforación alcanzo los 3565,13'.

En la tabla 3.15 se presenta los KOP planeados como dados en la realidad.

Taza de construcción.	Propósito.	Actual.
1. KOP	Máx. 33° / 100 ft, durante el inicio de la curva en sección 12 1/4".	Se realiza a 7830' MD/ TVD con una rata de construcción de 3,3° /100 ft.
2. KOP	Máx. 2,64°/100ft. Iniciando a 8847' MD / 8790' TVD. Se continuara perforando con esta misma tasa de construcción en Napo, caliza A, Usup, caliza B, T superior.	Se da a la profundidad de 8900' con una rata de construcción de 2,64° / 100ft hasta el punto de revestimiento de 9 5/8" donde tubo una inclinación de 65,51°.
3. KOP	Máx. 2,64°/100ft. Se mantendrá esta misma tasa de construcción durante 149' MD logrando llegara a los 90° (punto de aterrizaje), en la formación Hollin.	En la sección de 8 1/2" se hace la curva del pozo desde 65,51° hasta 86,50° de inclinación esta sección se perforo hasta 10480' MD.

Tabla 3.14: KOP (planeado y actual)
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reportes de perforación

El pozo 173H se encuentra en la actualidad cerrado en espera de Work Over por bajo aporte y elevado BSW de la arena "U" desde el 14 de mayo del 2004.

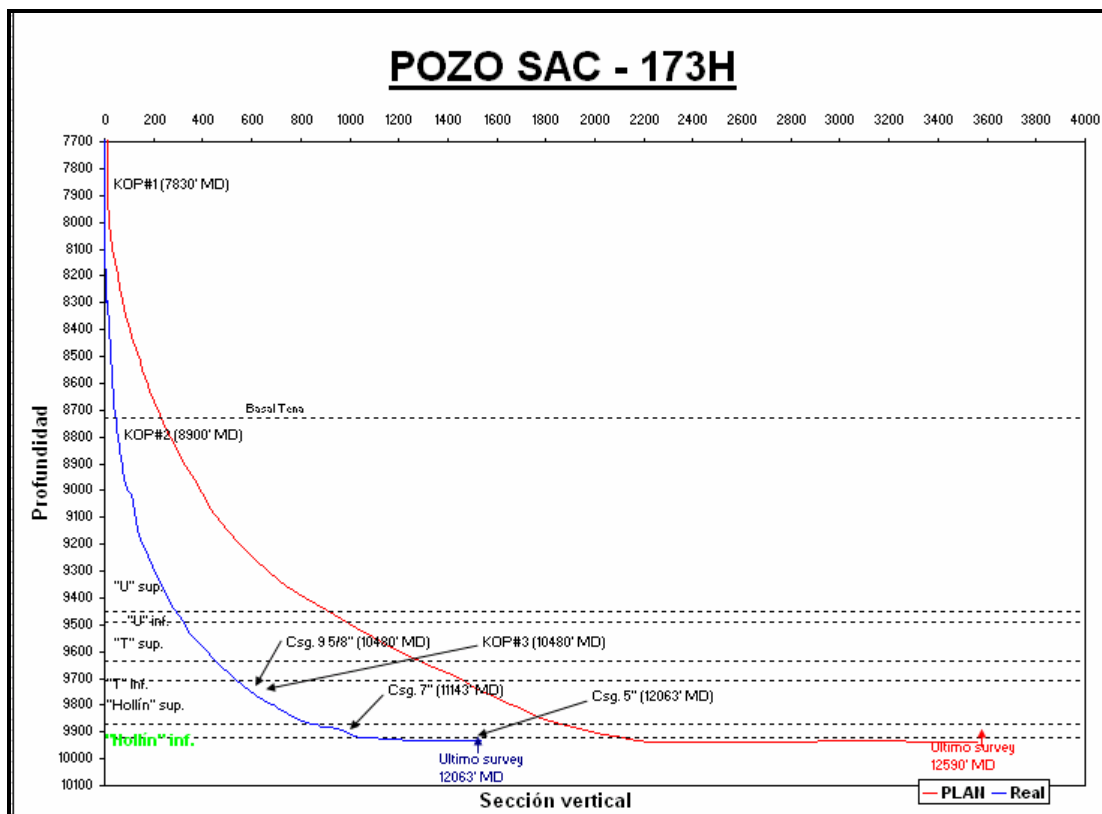


Figura 3.4: Perfil del pozo

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

Fuente: Reporte de Survey, Petroproducción

3.3.2.1. Problema 1 (Empaquetamiento de la sarta)

Este problema se dio en los días # 35, 36, 37, 38 (del 27 al 30 de Octubre del 2001) de haber empezado las operaciones.

El problema se suscitó en la sección 9-5/8" a una profundidad de 10480' MD (9737' TVD) cuando atravesaba la formación "T" superior el tiempo no productivo en esta dificultad fue de 96 horas.

Las operaciones realizadas que se tiene antes y durante el incidente de la pega de tubería son:

- Se perforó desde 10311' MD hasta 10480' MD durante este tramo el ángulo de inclinación cayó desde 63,23° a 10408' MD, con un BUR desde -2,98° hasta -1,75°/100'.
- Se intentó deslizar sin éxito levantó sarta y tensionó hasta 365 klbs (amago de pega diferencial).

- Sacó tubería con bombas hasta 10324' MD.
- Bombeó píldora de barrido y deslizó a retorno limpio.
- Sacó con bomba hasta 10162' MD donde encuentro restricción de 30 klb.
- Continúo sacando con Backreaming hasta 10004' MD (**empaquetamiento**).
Trabajó tubería.
- Restableció circulación con 690 GPM y 3080 psi @ 10012' MD.
- Intentó rotar empacándose de nuevo, trabajó tubería con torque y martillo abajo.
- Continúo trabajando tubería a 10010' MD, restableció circulación con 540 GPM y 2100 psi, 128 rpm y 5000 amps. Bombeo píldora de alta reología y circuló hasta obtener retorno limpio.
- Sacó tubería con bombas desde 10010' MD hasta 9950' MD (**se presenta pega por geometría**).
- Trabajó tubería hasta liberar.
- Continúo sacando tubería con bomba desde 9947' MD hasta 9470' MD.
- Se sacó tubería hasta superficie sin bomba.
- Armó BHA anexo 3b.
- Continúo bajando tubería para limpiar el hueco hasta 9952' MD.
- Continúo bajando tubería bombas desde 9952' MD hasta 10045' MD (puntos apretados a 10005' MD, 10025' MD, 10040' MD).
- Trabajó tubería con torque, rpm, y martillo hacia abajo avanzando hasta 10037' MD, consiguiendo rotación.
- Continúo trabajando tubería a 10037' MD con rotación. Se **liberó sarta** y consigue circulación lenta, bombeo píldora de barrido y desplazo a retorno limpio (derrumbe de lutitas principalmente trabajadas menor de 10 mm de diámetro).
- Continúo bajando con bombas y rotación desde 9965' MD hasta 10480' MD, repasando el intervalo 10028' MD hasta 9769' MD.
- Sacó sin bomba hasta 9000' MD. Bombeo píldora de barrido densificada y desplazo a retorno limpio.
- Bajó tubería desde 10035' MD hasta 10046' MD con bomba y rotación.
- Continúo bajando con bomba desde 9946' MD hasta 10480' MD (fondo).

- Bombeó píldora de barrido entre 10480' MD hasta 9747' MD.
- Spoteando 120 bbls de píldora lubricante y 60 bbls de Ca CO₃ entre 10480' MD hasta 9747' MD.
- **Sacó tubería** hasta superficie y quiebra BHA. Se alista equipo de manejo de csg 9-5/8"y bajo hasta 9459' MD.

En la tabla 3.16 se muestra las propiedades del lodo que se usó en la perforación y el planteado en el plan de perforación, los datos mostrados en el lodo utilizado son hasta el día 27 de Octubre puesto que, las propiedades fueron cambiadas los días 28, 29 y 30 de Octubre, estas características son presentadas en la tabla 3.17.

	Utilizado (27-oct)	Propuesto
Sistema de lodo.	Visplex	Visplex
Peso (lb/gal).	10,5	10,0 – 10,5 (ppg)
Viscosidad (cP).	N/R	N/R
VP (cP).	N/R	mínimo posible
YP (lbf/100ft²).	24	15 – 30
Filt. API. (in3).	6	6-7 Max. cm3/30min
Cake (1/32 in).	N/R	N/R

Tabla 3.15: Propiedades del lodo
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reportes de perforación

	28-oct	29-oct	30-oct
Sistema de lodo.	Visplex	Visplex	Visplex
Peso (lb/gal).	10,5	10,6	10,6
Viscosidad (cP).	N/A	N/A	N/A
VP (cP).	16	14	16
YP (lbf/100ft²).	24	27	21
Filt. API. (in3).	6	6	Falta
Cake (1/32 in).	N/R	N/R	N/R

Tabla 3.16: Cambios en las propiedades del lodo
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reportes de perforación

El cantidad fluido que se entubó bombeando hasta el día 27 de Octubre 2001 fue de 728 GPM en tanto que, la presión en la sarta de perforación fue de 3550 psi, lo recomendado en el plan de perforación en lo concerniente a estos parámetros fueron de 750 GPM y 3425 psi.

Estos valores fueron cambiados los días 28 y 29 de Octubre 2001 en adelante a, 536 GPM, 1300 psi y 0 GPM, 0 psi respectivamente el 30 de Octubre son similares a los del día 29 de Octubre.

3.3.2.2. Análisis del problema 1

Problema ocurrido en la sección de 9-5/8" a una profundidad de 1480' MD (9737' TVD), el lodo de perforación no proporciono una buena remoción de los cortes de perforación evidenciado al encontrar en las zarandas lutitas trabajadas.

Como se puede analizar, no funcionó adecuadamente la hidráulica, que en este caso fue la especificada en el plan de perforación con las propiedades del lodo (MW: 10,6 ppg; YP: 25) y aun más ayudada al sacar la sarta de limpieza, utilizando las bombas por tramos de esta manera la mínima cantidad de cortes que estuvieron saliendo se detenían y empezaban a decantarse rápidamente en el fondo ayudados por la inclinación de 62,83°.

Para ayudar a una remoción de corte eficaz se recomienda usar propiedades del lodo de perforación semejantes a MW: 11,5 ppg y YP: 30.

3.3.3. POZO SAC – 171H

Este pozo tubo una profundidad planeada de 12425' MD cuando se llegó a una profundidad de 12063' MD, la sección lateral que se alcanzó en la perforación es de 2789,83' la cual fue menor de la sección lateral presentada en el plan de perforación 3261,3'. En la tabla 3.18 se presenta las secciones bajo las cuales fue construido el pozo 171H.

Secciones	Propósito	Actual	Broca ø
20" Tubo conductor.	90' MD/TVD	132' MD/TVD	26"
13 3/8" Csg a superficie	4000' MD/TVD	4034' MD/TVD	17,5"
9 5/8" Csg intermedio	10151' MD/9784' TVD	8789' MD/ 8775' TVD	12 1/4"
7" Liner	12425' MD/ 9930' TVD	10358' MD/ 9866' TVD	8 1/2"
5" Liner ranurado	12425' MD/ 9930' TVD	12060' MD/ 9914' TVD	6 1/8"

Tabla 3.17: Secciones del pozo

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

Fuente: Reportes de perforación

Los puntos de desviación (KOP) reales del pozo horizontal SAC-171H, fueron similares a los planeados y son presentados en la tabla 3.19

Taza de construcción.	Propósito.	Actual.
1. KOP	Max. 2,65° / 100 pies, durante el inicio de la curva en sección 12 1/4" hasta alcanzar Inclinación de 34,2°.	N/A
2. KOP	Max. 3,89°/100pies Inicio a 9375' MD / 9283' TVD hasta alcanzar un ángulo max. 81,74° Azi. 13,51° incremento de ángulo durante la perforación de Napo, Caliza A, Usup, Caliza B, Tsup, Tinf Objetivo alcanzar Tinf y setear el revestimiento de 9 5/8" a 10151' MD/ 9784' TVD	N/A
3. tasa de continuación del segundo KOP.	Max. 3,89°/100pies. Continua de 10151' MD incrementando ángulo hasta landing point objetivo formación hollin inf, inclinación final de 91,17° AZI 18,98° en 12425' MD/ 9930 TVD.	N/A

Tabla 3.18: KOP (planeado y actual)
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reportes de perforación

Este pozo en cuanto a la perforación fue uno de los más exitosos, esto se evidencia en primer lugar en los días de perforación pues los planeados fueron 68 y los utilizados en la realidad fueron 60,4.

Otro reflejo del éxito en la perforación es el número de problemas y los tipos de los problemas encontrados ya que estos fueron eventualmente insignificantes y de carácter mecánico del taladro.

El pozo se encuentra cerrado por alto BSW. Espera work over desde 31 de mayo del 2006.

A continuación se presenta el único problema de consideración en la perforación.

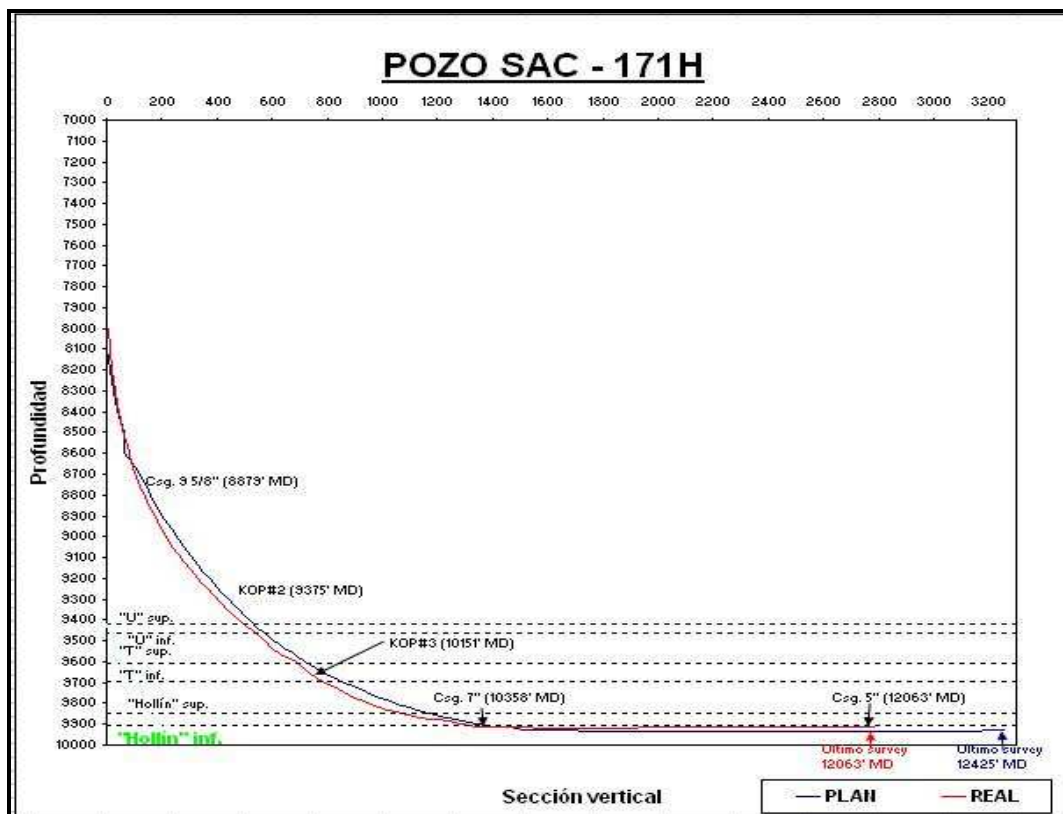


Figura 3.5: Perfil del pozo
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reporte de Survey, Petroproducción

3.3.3.1. Problema 1 (Tubería pegada)

El problema se da en la sección 9-5/8" a partir del día de operación # 38 (17 de Enero al 22 de Enero del 2002) a una profundidad de 10286' MD (9800' TVD). Tiempo no productivo fue de 80 horas.

Entre las actividades que se estaban y que se realizaron en este problema tenemos:

- Se estuvo repasando con velocidad controlada ADN6 desde 9616' MD hasta 9861' MD.
- Repasó suave sin problemas desde 9880' MD hasta 10360' MD.

- Circuló en fondo 10 min. Levantó sarta para reciprocarse durante la circulación y estando a 10286' MD **observo empaquetamiento**.
- Trabajó tubería con torque y bomba sin éxito, trabajó martillando hacia abajo sin éxito, trabajó tubería sin martillar y con bomba sin obtener retornos hasta 10 rpm, 38 GPM, 2150 psi.
- Observó **empaquetamiento total**, el BHA que se encontraba se lo muestra detallado en el anexo 3c, trabajó tubería hacia abajo sin martillar y con bombas sin obtener retorno.
- Trabajó tubería con torque y bombas sin éxito, trabajó tubería con torque y bomba sin éxito, trabajó martillando hacia arriba sin éxito, trabajó tubería con bomba y torque sin éxito, trabajó tubería martillando tubería hacia arriba sin éxito, y hacia abajo con progreso de 2'.
- Trabajó tubería con torque y bomba observó ligero retorno, 10 rpm, 38 GPM, 2100 psi.
- Continuó trabajando tubería con torque y bomba hasta obtener circulación completa 642 GPM, 3300 psi, trabajó martillando hacia abajo hasta liberarla, repaso desde 10286' MD hasta 10360' MD.
- Bombeó píldora dispersa con lubricante y asfalto seguida de píldora viscosa densificada, círculo.
- **Sacó tubería**, observó sobre tensión puntual hasta de 50 klbs y con bomba desde 10360' MD hasta 9580' MD continuó sacando tubería desde 9580' MD hasta superficie.
- Quebró las herramientas direccionales y metió BHA de limpieza para preparar pozo para correr casing.
- Bajó casing de 9-5/8" sin problemas hasta 9889' MD con 25 a 50 klbs de peso (hueco apretado), donde no pasó.
- Sacó casing de 9-5/8" desde 9889' MD hasta 4030' MD, con drag entre 50 klbs y 75 klbs, intento circular a 5854' MD y 5624' MD sin éxito, logró romper circulación a 5477' MD perdiéndose por taponamiento 5 min después (el casing salió lleno desde 5889' MD hasta 4571' MD) círculo a 4030' MD para comprobar el equipo de flotación y limpiar el anular de posible sucio.

- Obtuvo en el retorno muy poca cantidad de sólido, conteniendo en un 80% cortes finos re-trabajados de lutita y 20% de arcilla.
- Se sacó casing, en los últimos 1752' salió una costra de arcilla alrededor del casing, que se fue desvaneciendo hasta llegar a desaparecer en la sección del equipo de flotación, armó BHA de limpieza.
- Al momento de limpiar el pozo se obtuvo gran cantidad de ripios en las zarandas compuestas principalmente por arcillas y lutitas.

En la tabla 3.20 se presenta las principales propiedades del lodo utilizado en el trayecto del problema y el lodo propuesto para la perforación de esta sección.

	17-ene	18-ene	19-ene	20-ene	21-ene	Propuesto
Sistema de lodo.	Agua	Agua	Agua	Agua	Agua	Hibtrol/glydrill
Tipo de lodo.	pplus	Pplus	Plus	pplus	pplus	N/R
Peso (lb/gal).	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2 – 10,5 ppg
Viscosidad (cP).	88	95	96	96	78	Mínimo posible
VP (cP).	31	31	34	34	28	N/R
YP (lbf/100ft²).	34	37	42	42	32	15 – 30 (lb/100ft ²)
Filt. API. (in3).	3,35	3,2	3,2	3,2	3,5	6-4 (cm ³ /30 min)
Cake (1/32 in).	1	1	1	1	1	N/R

Tabla 3.19: Propiedades del lodo iniciales y cambios
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reportes de perforación

Los galones utilizados durante este problema y la presión del stand pipe que se utilizo se presentan en la tabla 3.21 así como también las propuestas en el plan.

	17-ene	18-ene	19-ene	Propuesto
Presión del stand pipe (psi)	3450	2850	0	3613
Flujo total (GPM)	668	648	0	700

Tabla 3.20: Propiedades hidráulicas
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reportes de perforación

3.3.3.2. Análisis del problema 1

El problema se da en la sección de 9-5/8" a una profundidad de 10286' MD (9800' TVD), por abundante presencia de cortes re-trabajados de lutita y una moderada presencia de arcillas evidenciadas al ser recolectadas en las zarandas, producto del repaso del hueco y de derrumbes. Del repaso del hueco, por el empaquetamiento que se dio, analizando que en el hueco existía gran cantidad de

sólidos durante dicha operación y que no fueron completamente removidos a superficie sin observar en las zarandas un exceso de cortes. De derrumbes por el hecho de que se estuvo tratando de correr casing sin éxito lo que manifiesta que las paredes del hueco no estuvieron estables reflejadas en el incremento de cortes en las zarandas.

Se observa también la formación de anillos de arcilla, ya que, al sacar el casing este presentaba una costra alrededor.

Para evitar problemas futuros de pega de tubería se debe implementar un lodo con un MW: 115 pg, lo cual hará que se tenga un mejor control en la estabilidad de las paredes del hoyo. Es indispensable observar en las zarandas para observar el tipo de cortes (nuevos o trabajados) y de esta manera conocer si el lodo está acarreado efectivamente los cortes a superficie.

El análisis de Geoservice muestra que los cortes fueron provenientes de la formación Lutita Napo Basal.

3.3.4. POZO SAC – 163H

El pozo SA-163H, al igual que los pozos anteriores perforados en el campo Sacha, tuvo varios problemas de derrumbe de lutitas y dificultad para una cementación.

Este pozo inicialmente fue planeado como un pozo típico de radio medio, pero debido a la inestabilidad de la formación fue terminado como un pozo direccional tipo J.

El tiempo esperado de acuerdo al plan de perforación original fue de 55 días, pero en realidad se necesitó de 85.3 días para culminar los trabajos de perforación. El tiempo no productivo debido a los diversos problemas fue de 30.3 días.

Las secciones de este pozo se ven en la tabla 3.22.

Secciones	Propósito	Actual
20" Tubo conductor.	140' MD/TVD	115' MD/TVD
13 ^{3/8} " Csg a superficie	5416'MD/5416' TVD	5365' MD/TVD
9 ^{5/8} " Csg intermedio	10352'MD/9850' TVD	10125' MD/ 9757' TVD
7" Liner	11981'MD/9910'TVD	10442' MD/ 9985' TVD
Sección lateral	2823,16'	1236'

Tabla 3.21: Secciones del pozo
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reportes de perforación

En la actualidad el pozo se encuentra produciendo un caudal de 2742 BFPD de la arena "Hollín" inferior con un BSW de 92%.

En la tabla 3.23 se presenta características de los KOP tanto las planeadas como las que se realizaron en la perforación.

Taza de construcción.	Propósito.	Actual.
1. KOP	Máx. 1,89° / 100 pies, en el inicio curva en sección 12 ^{1/4} " hasta alcanzar los 11.00° @ 8431.5 pies en MD.	Máx. 1,89° / 100 pies, sección 12 ^{1/4} " y se alcanza los 11.00° @ 7827pies en MD.
2. KOP	Máx. 2,68°/100 pies iniciando el la sección 12 ^{1/4} ", hasta alcanzar los 40.12° @ 9520 pies en MD	Máx. 2,68°/100 pies al principio en la sección de 12 ^{1/4} ", logrando los 40,15° @ 8500 pies en MD
3. KOP	Máx. 4,02°/100 pies en la sección de 9 ^{5/8} ", hasta alcanzar la inclinación fin de 73.35°, @ 10352 pies MD y 9850 pies TVD.	Máx. 4.02°/100 pies al principio en la sección de 9 ^{5/8} ", y se finaliza con 73,2° @ 10427 pies en MD.

Tabla 3.22: KOP (planeado y actual)
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reportes de perforación

Tomando en cuenta los planes y reportes de perforación de este pozo se ha recopilado los problemas más importantes, los cuales mencionamos a continuación.

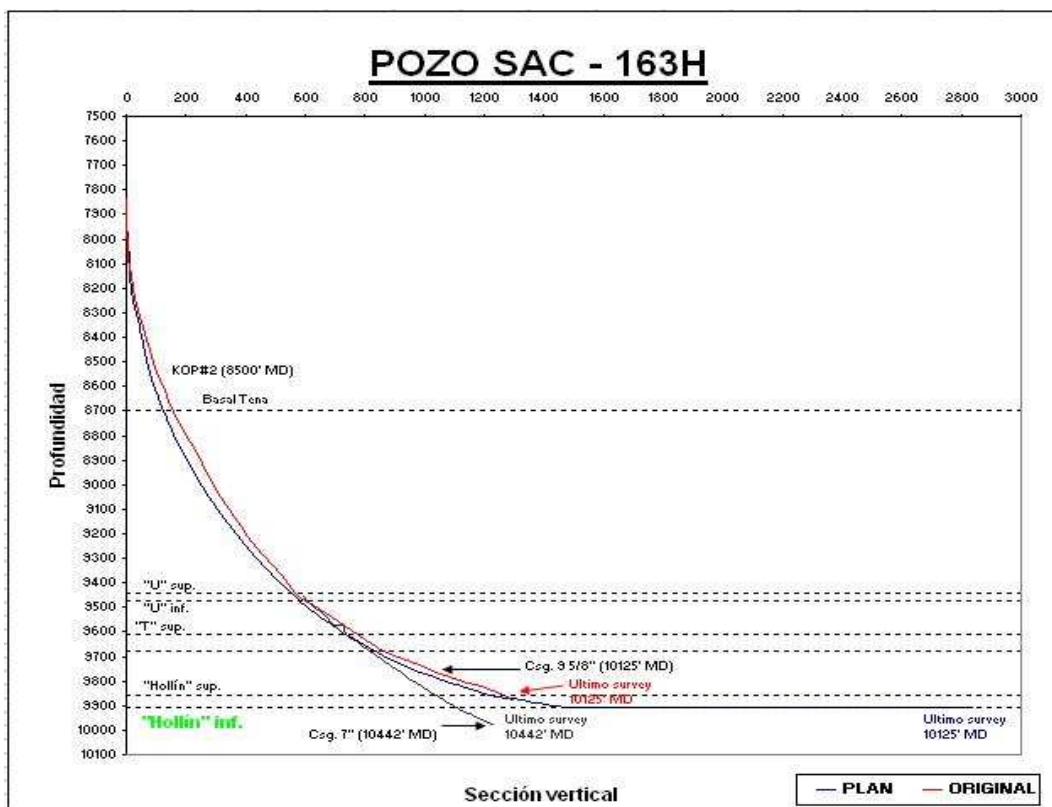


Figura 3.6: Perfil del pozo
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reporte de Survey, Petroproducción

3.3.4.1 Problema 1 (Tubería empacada con pescado)

El problema de tubería empacada se observa se da lugar en la sección de construcción y navegación del pozo.

La profundidad hasta donde avanzó la perforación fue de 10427' MD (9885' TVD) en la sección de 9-5/8\".

El día de operación en el cual se dio el problema fue el 51 (06 de Abril del 2002), teniendo una duración de 6 días cuando se decide bajar el revestidor de 9-5/8\" @ 10313' MD y taponar el resto del hueco el cual tiene un pescado.

Las principales operaciones realizadas durante este problema son:

- Se perforó rotando de 10399' MD a 10427' MD con ROP: 33, WOB: 18, RPM: 165, Q: 630 GPM y P: 3730 psi.

- Bombeó 20 bls de píldora dispersa seguida de 50 bls de píldora pesada y circula.
- Se sacó sarta con bomba de 10427' MD a 10305' MD. Donde se **empaquetó** y se apoyó, intentó circulación, rotación y golpe martillando logrando liberar hasta 10313' MD donde no avanzó más. Se ganó rotación @ 10294' MD pero no se puede circular por empaquetamiento.
- Se sacó tubería lentamente haciendo backreaming hasta 10208' MD. Se intentó circular con éxito (622 gpm, 2850 psi, esta presión está 400 psi por debajo de lo normal).
- **Sacó tubería** lentamente con bomba y sin rotación hasta 9600' MD se bombeó píldora y se continúa normalmente. La sarta vino incompleta, se dejó en el fondo: broca, motor de fondo y el tool del flex joint. Longitud del pescado 30.66', es probable que el tope del pescado esté @ 10299' MD.
- Se corrió el casing de 9-5/8" hasta 10125' MD. Se observó apoyo constante máximo de 90 Klbs desde 9830' MD hasta 9943' MD. Se preparó la cementación del agujero con pescado.

En la tabla 3.24 se presenta las principales propiedades del lodo, utilizado en la perforación y el formulado en el programa, para la sección en la cual se suscita el problema.

	Utilizado	Propuesto
Sistema de lodo.	Hibtrol PHPA	Hibtrol / Polyplus
Peso (lb/gal).	10,0	9,6 – 10,5
Viscosidad (cP).	68	No se da
VP (cP).	23	Mínimo posible
YP (lbf/100ft²).	30	15 – 30
Filt. API. (in3).	N/R	N/R

Tabla 3.23: Propiedades del lodo

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

Fuente: Reportes de perforación

La cantidad de fluido que se estaba utilizando para la perforación en ese momento fue de 637 GPM el cual fue superior al planeado 500 GPM, la presión con la que el fluido ingresa a la sarta de perforación es de 3600 PSI que es ligeramente mayor al planeado 3552 PSI.

3.3.4.2 Análisis del problema 1

El problema se da en la sección de construcción y navegación de 9-5/8" a una profundidad de 10313' MD (9885' TVD) en la cual las lutitas pertenecientes a la formación Napo se derrumbaron, aun cuando la cantidad de fluido y la presión a la cual fue bombeado eran superiores a las recomendadas en el plan de perforación no fueron las suficientes para acarrear los ripios a superficie provocando la pérdida de circulación y el posterior empaquetamiento.

Para controlar los problemas del hoyo en secciones con lutitas inestables se debe usar un lodo con un MW: 11,5 ppg.

3.3.4.3 Problema 2 (Cementación deficiente)

Después de haberse registrado el pescado @ 10282' MD (9790' TVD) de profundidad, se inician las operaciones para taponar el hueco de 12-1/4" hasta el zapato del casing de 9-5/8" @ 10125' MD. El tapón de cemento debía servir tanto como aislante del pescado, como base para realizar el Sidetrack #1 de este pozo.

Una vez taponado el agujero, se probó el cemento llegando a la conclusión de que el hueco es muy amplio por lo cual el tapón es insuficiente y se realizó un segundo tapón el cual cumple con los objetivos planteados.

La fecha en la cual el problema se presenta es el 12 de Abril del 2002 (día de operación # 57). La duración del problema se registró en 6 días.

Las operaciones realizadas en el pozo mientras se dio el problema fueron lo siguientes:

Primer tapón

- Se bombeó el cemento de acuerdo al plan con lodo PHPA de 10,1 ppg, 15 bls de lechada @ 4 bpm. El cemento no retornó a superficie. Se cierra el pozo esperando por fragüe durante 12 hrs.
- Se estimó el tope del tapón de cemento consistente @ 10140' MD en el hueco abierto. Se recalculó el diámetro del hueco y resultó de 23,7" en

contraste con los 15,5" previstos. Por esta razón el tapón se halló 340' por debajo de lo esperado.

- Se creyó que el tapón es suficiente para apoyar la desviación y se lo perfora con: WOB: 30Klb, Q: 300 GPM y P: 1000 PSI.
- Se encontró 56' de cemento contaminado, por lo tanto, el tope del cemento no contaminado está @ 10196' MD.
- Se notó que el espesor del cemento no contaminado no es consistente, por lo que se decide hacer que este tapón sirva de base para un segundo tapón.

Segundo tapón

- Se cementó la primera sección del segundo tapón de 10196' MD – 10125' MD (hueco abierto) con: 39 bls de lechada.
- Se cementó la segunda sección del tapón de 10125' MD – 9825' MD (casing) con: 23 bls de lechada.
- No se observó retorno de cemento a la superficie al final de las operaciones.
- Se bajó broca a las 24 hrs. Para determinar el tope del tapón de cemento, el cual estuvo @ 8590' MD. Se molió el tapón hasta 8825' MD donde se determinó el tope del cemento no contaminado.
- Se realizó el Sidetrack desde 10160' MD y se perforó agujero nuevo hasta 10314' MD.

En la tabla 3.25 se puede ver las propiedades del cemento y del lodo usado para desplazar el mismo durante la realización del primer tapón.

	Lodo	Cemento
Densidad	10,1	17,1
Caudal (bls)	151	48
Yp	20	N/R
RB (bpm)	12	
P (psi)	800	

Tabla 3.24: Propiedades del lodo y del cemento
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reportes de perforación

3.3.4.4 Análisis del problema 2

El problema se suscita en la sección de 9-5/8" a una profundidad de 10282' MD (9790' TVD) al realizar un tapón para la construcción de un sidetrack.

El problema consistió de dos factores el primero por la contaminación del cemento ya que al reanudar la perforación este no presentó gran resistencia, y el segundo en la determinación del diámetro del hueco en este caso, el segundo es el factor que determinó el problema, ya que, el tope del cemento planeado debió encontrarse a 340' más arriba de donde fue registrado, reflejando un error en el calculo del diámetro del hueco en 8,2" ocasionando un déficit en el volumen del cemento.

Al cementar con un volumen menor de cemento, el espesor contaminado (56') y el de grado de dureza se verán aminorados en el tapón.

Para realizar un tapón de cemento a hueco abierto se debe considerar un exceso del 100% del volumen a ser desplazado, ya que el diámetro de un hueco inestable es muy irregular.

3.3.4.5. Problema 3 (Tubería empacada y problemas de navegación)

En la perforación del primer Sidetrack con diámetro de broca 8-1/2" desde 10214' MD (9864' TVD) hasta 10314' MD (9883' TVD), se observó aprisionamientos continuos en el intervalo perforado y finalmente se observó un problema en el control de dirección lo cual derivó que el Sidetrack # 1, se caiga en el hueco cementado y esto obligó a la realización de un segundo Sidetrack.

La fecha en la cual se presenta este problema fue del 20 de Abril del 2002 en el día de operación # 65 y tuvo una duración de 8 días dejando un tiempo no productivo de 163 hrs.

Las operaciones más relevantes que se realizaron durante este problema fueron las siguientes:

- Se armó BHA direccional con broca de 8-1/2". Se bajó la tubería hasta 10162' MD. Se orienta y desliza hasta 10221' MD, se observó incremento de presión, se trabajó la tubería y la misma **se aprisiona**. Se trabajó la tubería sin circulación.
- Hubo problemas de subida de presión de hasta 4500 psi mientras se libera la tubería, tubería atascada @ 9850' MD. Se trabajó y **se liberó** la tubería sacándola hasta superficie. Nota: Se perdió 100 bls de lodo y se recolectó muestras de empaquetamiento (60% lutita y 40% cemento).
- Se armó BHA # 20 con scraper de 9-5/8" y broca tricónica, se bajó hasta 10120' MD. Se trabajó tubería para limpiarla con 350 gpm, 1000 psi, se incrementa el peso del lodo de 10,3 a 10,5 ppg.
- Se sacó tubería con scraper hasta superficie. Se armó y se baja BHA # 21 con broca de 8-1/2" y Water Melon Reamer hasta 10160' MD. Se bombeó píldora viscosa CW -7 y Mud Push. El hueco se presentó estable.
- Se bombeó píldoras 25 bls de baja reología, 40 bls de alta viscosidad y 30 bls de lodo de 13,0 ppg, se desplazó todo con lodo de 10,5 ppg.
- Se bajó a 10221' MD y se perfora deslizando hasta 10314' MD con: WOB: 15-230, RPM: 125, Q: 419 GPM y P: 2200 PSI. Se observó incremento de torque y presión.
- Se levantó la tubería y se repasó @ 10272' MD no pasa con rotación ni deslizando, intentó con varios parámetros sin éxito. Se continuó repasando desde 10275' MD a 10278' MD con dificultad, no se observó anomalías en la zaranda. Se sacó tubería para revisar broca (100% destruida).
- Se preparó locación para realizar Sidetrack #2 en la tubería de 9-5/8". Se informó que se tocó el pescado.

En la tabla 3.25 se presentan las principales propiedades del lodo, utilizado en la perforación y el formulado en el programa, para la sección en la cual se suscita el problema.

	Utilizado	Propuesto
Sistema de lodo.	Hibtrol PHPA	Hibtrol / Polyplus
Peso (lb/gal).	10,3	9,6 – 10,5
Viscosidad (k.o.).	62	No se da
VP (Cp).	23	Mínimo posible
YP (lbf/100ft²).	31	15 – 30
Filt. API. (in3).	N/R	N/R

Tabla 3.25: Propiedades del lodo
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reportes de perforación

La cantidad de fluido que se estaba utilizando para la perforación en ese momento fue de 351 GPM, 200 GPM por debajo de lo recomendado. La presión con la que el fluido ingresa a la sarta de perforación es de 1850 PSI muy por debajo de los 3552 PSI recomendados en el plan.

3.3.4.6 Análisis del problema 3

En la perforación de esta sección de 7" a una profundidad de 10214' MD (9864' TVD) hasta 10314' MD (9883' TVD), se observa derrumbes de lutita reflejado en los datos de pérdida de fluido y el incremento del peso de lodo para tratar de controlar el problema.

El aumento de presión manifiesta un aprisionamiento o taponamiento en la broca que no pudo ser confirmado en superficie por la mínima sección que se perforó, sino hasta, sacar la sarta para determinar el deterioro total de la broca por haber estado realizando la perforación sobre el pescado.

La perforación se topó con el pescado debido a que el tapón de cemento no fue muy consistente y provocó que la sarta tope el pescado, esto se refleja en que, se perforó un tramo corto y los datos de torque aumentan rápidamente a la hora de repasar el agujero.

Para realizar un tapón de cemento a hueco abierto se debe considerar un exceso del 100% del volumen a ser desplazado y para este caso en particular se podría implementar un sistema perforación con control direccional como el Power Drive o Geopilot.

El reporte Geológico muestra que el problema se da en la sección de las lutitas de formación Napo.

3.3.5 POZO SAC – 174H

El pozo 174H fue planeado para ser perforado en 60,1 días, pero fue terminado en 94 días. En la actualidad este pozo esta abandonado por bajo aporte y alto corte de agua.

Para la perforación de este pozo se presenta en la tabla 3.26 las secciones bajo las cuales debieron perforar y las secciones que se encuentran en la realidad.

Secciones	Propósito	Actual	Broca ø
20" Tubo conductor.	140'	129'	26"
13 3/8" Csg a superficie	5440'	4925'	17 ½"
9 5/8" Csg intermedio	11070' MD/9900' TVD	10695' MD/ 9810' TVD	12 ¼"
7" Liner	12813' MD/ 9953' TVD	N/A	8 ½"
5" Liner ranurado	N/A	N/A	6 1/8"

Tabla 3.26: Secciones del pozo

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

Fuente: Reportes de perforación

Este pozo tenía como plan el alcanzar una sección lateral de 4110,80' y una profundidad de 12812,54' MD, en tanto que, alcanzó 2332,69' en la sección lateral y 11082' MD en profundidad.

Para la construcción de este pozo horizontal se planearon tres KOP, pero por los problemas de la perforación sólo se puede identificar el primero. Los KOP se describen en la tabla 3.27.

Taza de construcción.	Propósito.	Actual.
1. KOP	Max. 2,0°/100ft durante el inicio de la curva en sección 12 1/4" hasta alcanzar Inc de 40, 02° a la profundidad de 8800 ft medidos.	Profundidad: 8785 pies, Inclinación 2,0°/100 pies, Máx inclinación 41°.
2. sección tangencial	Continua perforando tangencialmente desde 8800' MD/ 8641' TVD hasta la profundidad de 9200 MD	N/A
3. KOP	Max. 2,41° /100ft. Continua de 9200' MD incrementando ángulo hasta punto de aterrizaje en esta sección se perforara las siguientes formaciones Napo, caliza A, U sup, U inf, caliza B, T sup, I inf.	N/A

Tabla 3.27: KOP (planeado y actual)

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

Fuente: Reportes de perforación

En la actualidad este pozo se encuentra: cerrado por bajo aporte de fluidos y espera tratamiento a la arena "U" desde el 20 de febrero del 2003.

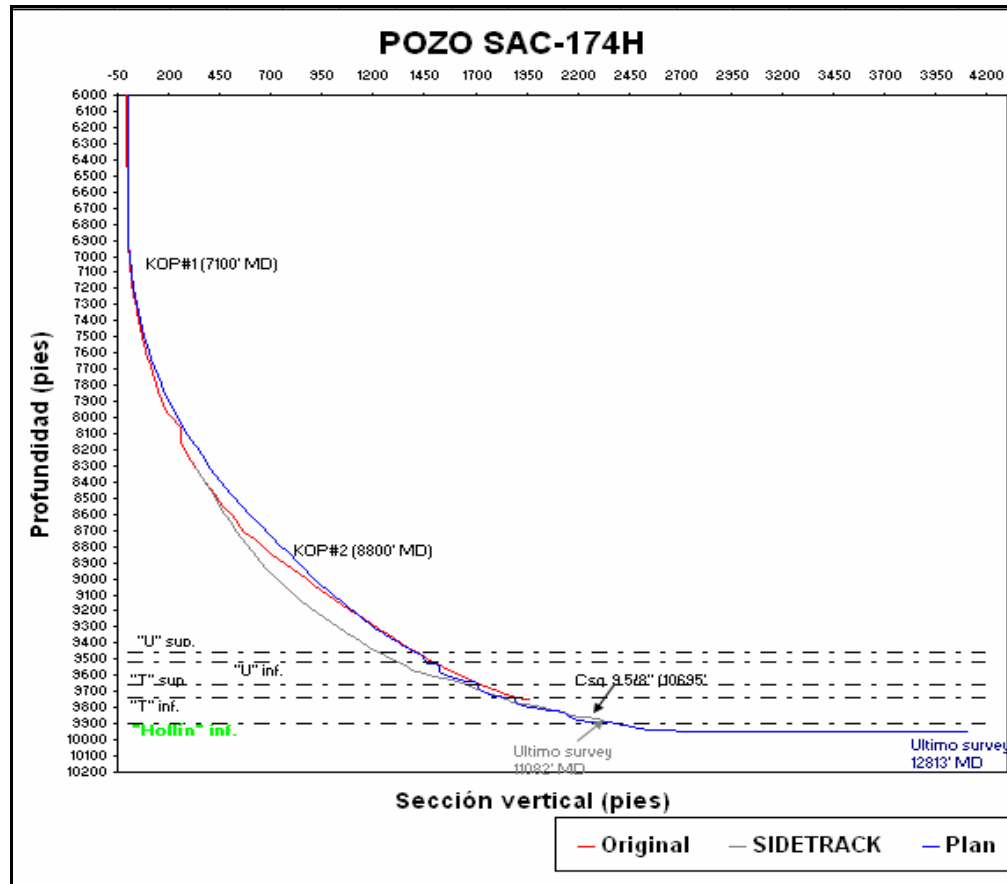


Figura 3.7: Perfil del pozo
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Reporte de Survey, Petroproducción

3.3.5.1 Problema 1 (Cementación deficiente)

El problema se dio a una profundidad de 10695' MD (9800' TVD), en la sección 9-5/8", mientras se atravesaba las arenas de "T" superior y "T" inferior en el día # 72 (desde el 22 hasta el 29 de Mayo 2002), el tiempo no productivo de este problema fue de 168 horas.

Entre las actividades que se dieron antes y durante el problema de cementación podemos mencionar las siguientes:

- Esperó fraguado, chequeó muestra de superficie observó consistencia de no bombeabilidad.
- Trató de presurizar, bombeó 4 bls y la presión se incrementa a 800 psi a los 3 bls se realizó bombeó de 10 bls consigue 100 % de circulación a los 2 bls bombeados.

- Continuó circulando con bombas del taladro a 2 BPM, 600 psi retornó píldora dispersa y lodo contaminado con cemento (reacciona con fenoftaleina) 10,4 lpg a 11,1 lpg.
- Recuperó y desecho 413 bls de lodo contaminado de 10,8 lpg.
- Continuó circulando y realizó prueba con carburo, arroz y pintura para determinar profundidad de circulación. Resultado teórico 9550 STKS, arroz a 7800 STKS, carburo a 8200 STKS.
- Se destapó cabeza de cementación y lanza tapón de 2 etapa desplaza con 628 bls de lodo, corre camisa y cierra con 1100 psi, presuriza hasta 1500 psi por 5 min, OK.
- Se desarmó cabezal y líneas de cementación.
- Levantó y colgó conjunto BOP's colocó tubing hanger tensionó hasta 405 k
- Se colgó casing 9-5/8" y realizó corte final del casing de 9-5/8" y bisela.
- Armó BHA lizo con broca ticónica anexo 3e.
- Intentó realizar prueba de integridad del casing con 1600 psi, la presión cayó a 1300 psi, presionó nuevamente hasta 1600 psi y la presión volvió a caer hasta 1300 psi, observó circulación por el anular de 13-3/8".
- Se realizó prueba de circulación con 20 SPM (2,3 bpm) / 1100 psi.
- Chequeó la profundidad del tapón a 10595' MD con 30 klbs, OK.
- Se bajó sin circulación hasta el tope del zapato sin encontrar restricción alguna (no hay cemento), se chequeó zapato con 4 klbs y circuló.
- Instaló línea en la sección "A" hasta la zaranda para circular a través del anular de 13-3/8".
- Circuló haciendo prueba de arroz y carburo para determinar profundidad de circulación, no se logro determinar la profundidad para la cual se estuvo circulando.
- Se sacó tubería hasta superficie, armó y bajó scraper rotativo 9-5/8" hasta 4659' MD.
- Bajó con scraper rotativo hasta el tope del zapato de 9-5/8" repasó con rotación y rotación en algunos intervalos.
- Circuló fondo arriba y se sacó tubería con scraper.

- Procedió a armar en superficie el packer positieve 9-5/8" anexo 3f y se baja hasta 8710' MD con anulares de 9-5/8" y 13-3/8" abiertos en ese momento rompió circulación y circula el hueco, observó retorno por ambos anulares 85% de retorno por el 9-5/8" y 15% por 13-3/8".
- Asentó el packer a 8697' MD (123' debajo del DV tool)
- Logró determinar por pruebas que se tenía circulación 100% por el zapato del casing de 9-5/8" y que el DV tool efectivamente se encuentra cerrado.
- Liberó packer y asentó a 10414' MD, lo chequeó con 20klbs, OK.
- Realizó prueba de integridad del casing de 9-5/8" con 1700 psi por 20 min, OK.
- Se realizó prueba de circulación por el zapato, 20 spm / 500 psi luego liberó el packer y sacó a superficie.
- Se armó y bajó retenedor de cemento 9-5/8" y setting tool hasta 10577' MD anexo 3g rotando 5 vueltas a la izquierda cada 5 paradas, asentó retenedor a 10574' MD se bombeo por el anular para comprobar el cello hidráulico con 1000 psi, OK.
- Cemento bombeado: 100 bls de lodo disperso, 20 bls de lavador, 30 bls de espaciador y 20 bls de agua fresca, seguido de 170 bls de mezcla de cemento de 15,8 ppg (823 sacos clase "G") desplazó con 173 bls de lodo, dejando 2 bls dentro de la tubería.
- Armó BHA anexo 3h y bajo con tubería libre hasta 10351' MD, en adelante continuó bajando con bombas hasta 10577' MD y apoyó con 20 klbs se confirmó la profundidad del retenedor @ 10574' MD.
- Procedió a perforar tapón y cemento hasta 10636' MD donde se bombeó píldora viscosa para limpiar hueco.
- Se circuló y homogenizó peso del lodo a 10,5 ppg, posteriormente se bombea y circula píldora viscosa pesada para limpiar el hueco.
- Procedió a perforar en trabajo direccional desde 10702' MD hasta 10718' MD (pies rotados 13, deslizados 31).

Cabe recalcar que durante el inconveniente no se realizo bombeo de lodo sino en los intervalos de tiempo antes mencionado el peso del lodo era de 10,2 lb/gl.

El mud cake que se encontraba era en un promedio de 1.

3.3.5.2 Análisis del problema 1

Este es un problema atípico que se da al cementar la sección de 9-5/8" a una profundidad de 10695' MD (9800' TVD) con una herramienta de cementación de doble etapa (DV tool), la primera etapa se dan sin problemas, pero al tratar de cementar la segunda etapa no hay circulación, se realizaron varias pruebas para encontrar la profundidad de circulación (prueba de arroz y carburo), sin éxito.

El problema para la falta de circulación es debido a un DV tool defectuoso, por lo que se esperó 24 horas para que se fragüe el cemento de la primera etapa. Después de verificar cemento fraguado se abre la camisa con 800 psi con éxito. Se bombea la segunda etapa del cemento, solucionando el problema.

Es muy importante verificar que las herramientas de cementación estén certificadas y calibradas antes de comenzar los trabajos.

3.3.5.3 Problema 2 (Tubería pegada)

El problema se dio a una profundidad de 11082' MD (9911' TVD), en la formación Hollín superior perteneciente a la sección de 7", en el día # 82 (desde el 01 hasta el 08 de Junio 2002), el tiempo no productivo de este problema fue de 168 horas.

Entre las principales operaciones que se tiene antes y durante el incidente de la pega de tubería son:

- Se perforó con sarta direccional de 11061' MD hasta 11082' MD, WOB = 14-18 KLB deslizando 44KLB, RPM = 50/142, Q = 506 GPM, P = 3400/3500 psi.
- Se levantó con circulación para repasar a 10999' MD observó incremento brusco de presión hasta +/- 4200 psi y tubería **se empaca**. No hubo circulación trabajó tubería con peso 75/50 k-lbs rotación y golpe de JAR hacia abajo sin éxito.

- Continuó trabajando con presión, peso y golpe dejó hacia abajo logra romper circulación con 1500 psi estableció circulación con 27 SPM, 130 GPM, 600 psi, incrementa 5 SPM cada 5 min hasta 95 SPM, 300 psi circuló para limpiar hueco.
- Bombeó 70 bls de píldora viscosa / pesada y circula, observó gran cantidad de derrumbes de lutita (Napo Basal).
- Bombeó 90 bls de píldora viscosa / pesada y circula, no observó retorno de recortes, pozo limpio.
- Continuó circulando, trabajó tubería hacia abajo sin éxito.
- Bombeó píldora dispersa.
- Trabajó tubería con torque tensión (backreaming) entre 200 y 325 klbs, trabajó con tensión hasta 385 Klbs y golpe de Jar, sin éxito.
- Bombeó 60 bls de píldora dispersa seguida de 100 bls de píldora viscosa/pesada. Trabajó tubería 385 Klb a 100 Klb con torque y golpe de martillo.
- Bombeó píldora de ácido HCl (15%) bombeó 5 bls de agua. Bombeó líneas 3000 psi. Bombeó 60 bls de píldora de lodo pesado de 12,5 lpg y 27 bls de diesel, con las bombas del rig bombeo 40 bls de ácido HCl desplazo con 10 bls de diesel y 30 bls de lodo de 11,0 lpg.
- Continuó desplazamiento con 136,5 bls de lodo. Conectó un tubo de 5" DP y dejó tubería en compresión: 85000 lbs y con 15000 lb-pies de torque acumulado.
- Se trabajó tubería pegada. Martilló hacia arriba / abajo tensionó hasta 350 klbs poniendo peso hasta 100 Klbs torque 15 k lb-pies sin éxito tubería pegada a 10991' MD.
- Bombeó 2 bls de ácido hacia el anular dejó en compresión y torque.
- Trabajó tubería pegada martillando arriba / abajo 375 klbs / 100 klbs, desplazó ácido afuera, contaminados 165 bls con ácido.
- Bombeó 10 bls de diesel mezclado con píldora de pipe lax con 10,7 lpg. Desplazando con 4 bls de diesel y 164 bls de lodo deja 26 bls de pipe lax dentro de la tubería y 29 bls en el anular.
- Dejó tubería con compresión: 150 klbs y torque (15 klbs pies).

- Tubería en espera de acción de píldora lax.
- Trabajó tubería pegada. Martillo arriba / abajo y torque hasta 15 klb – pies. Se bombeó 1 bl/hora de pipe lax. Hubo circulación sin problemas tensionó 375 / 400 – compresión 100 klbs torque 15 klb-pies.
- Desconecto un tubo de 5" DP y conecto un pop joint de 10'.
- Armó poleas de Schlumberger. Stuffing box (26") no cupo en el top drive que es de 17".
- Bajó sonda de free point y no paso de 10856' MD (3 intentos).
- Sacó sonda de free point.
- Instaló side entry sub. No selló correcto para el cable de la unidad.
- Armo saber sub y probó con 700 psi, OK.
- Bajó sonda de free point y determino tubería libre hasta 10909' MD tope power pulse recibió 100% de tensión y de torque hasta la máxima profundidad alcanzada.
- Se preparo sarta de disparo con 12 cuerdas de primacard.
- Circuló y esperó llegada de compañía de químicos con materiales para preparar acido.
- Probó líneas de químicos con 4000 psi bombeo 60 bls de píldora dispersa y con químicos bombeo 25 bls manifold dejó 700 psi en el anular.
- Se desarmó líneas de químicos, drenó presión a cero conecto drive y un tubo de 5" DP, abrió válvula de seguridad y presurizo anular con 800 psi.
- Se tensionó hasta 400 klb se cerró hydrill y se presiona anular con 900 psi no se observa ningún progreso.
- Se trabajó tubería pegada y se trató de recuperar circulación, rompió circulación lentamente con 2600 psi libero flujo en zarandas máxima tensión 480 klbs.
- Circuló he intentó re-ganar total circulación desplazó acido HCl y recuperó en catch tank de swaco, circuló con 10 spm y 3000 psi (apoxi 20% de flujo).
- Se armó líneas de químicos y se probó las mismas con 6000 psi se rompió circulación con químicos.
- Máxima presión que alcanzo durante la operación 5500 psi con 2,5 bls/min.

- Circuló con top drive y bombas de taladro 79 SPM, 2700 psi, trabajó tubería pegada martilló hacia abajo.
- Bajó coiled tool. Se ayudó con golpes de bombas correlacionó y efectuó corte en 10874' MD (encima de flex monel) con herramienta tensionada con 230 klbs (480 klbs total) observó **recuperar 30klbs inmediatamente** y continuó tensionado hasta obtener recorrido de +/- 30 pies.
- Tensionó herramienta hasta 480 klbs, maniobró con circulación y rotación hasta vencer arrastre y liberar tubería, saco hasta 10570' MD realizando backreaming, no se observó tensión anormal al entrar zapato.
- Continuó sacando herramienta hasta superficie, observó salir primer HW de BHA cortado a 5' del cople, en el anexo 3d se presenta el pescado.

En la siguiente tabla 3.28 se presenta las principales propiedades del lodo utilizado tanto en los días del problema como el planeado para la realización de la perforación.

	01-jun	02-jun	03-jun	04-jun	05-jun	06-jun	07-jun	08-jun	Propuesto
Sistema de lodo.	Agua	Agua	Agua	Agua	Agua	Agua	Agua	Agua	Hibtrol/poluplus
Tipo de lodo.	PHPA	PHPA	PHPA	PHPA	PHPA	PHPA	PHPA	PHPA	PHPA
Peso (lb/gal).	10,5	11	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	9,6 - 10,5 (ppg)
Viscosidad (cP).	65	66	63	64	64	68	68	50	Mínimo posible
VP (Cp).	26	28	25	30	30	29	24	23	-
YP (lbf/100ft²).	36	36	32	31	31	31	14	14	15 - 30
Filt. API. (in3).	4	4	4	4	4	3,8	4,5	4,5	10 - 4 cm3/30min
Cake (1/32 in).	falta	falta	falta	Falta	falta	falta	falta	Falta	-

Tabla 3.28: Propiedades del lodo iniciales y cambios

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

Fuente: Reportes de perforación

En la tabla 3.29 se presenta las presiones y los caudales de trabajo durante el problema así como también las presiones a las cuales estuvieron estas trabajando.

	01-jun	02-jun	03-jun	04-jun	05-jun	06-jun	07-jun	08-jun	Propuesto
Presión del stand pipe (psi)	3250/3400	3300	3300	1750	1750	0	0	0	3232
Flujo total (GPM)	506	511	510	352	352	349	388	0	760

Tabla 3.29: Propiedades hidráulicas

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

Fuente: Reportes de perforación

3.3.5.4 Análisis del problema 2

Problema suscitado en la sección de 7" a una profundidad de 11082' MD (9911' TVD), por presencia de sólidos en el anular, como lo demuestra al recolectar la zaranda abundante cantidad de lutita, luego de ser estos arrastrados por una píldora viscosa/pesada bombeada.

Analizando el incremento brusco de presión que se dio en la perforación y de la formación que provienen esta claro que, son de derrumbes debidos a una mala estabilidad del hueco.

La perdida de circulación y el incremento de la presión durante la perforación es la muestra clara de que los sólidos se decantaron de una manera rápida ayudados, por la inclinación en ese momento 70°, aun cuando la perforación se encontraba utilizando según los parámetros que dieron como referencia en el programa de perforación una adecuada hidráulica y lodo, estos no trabajaron adecuadamente en el acarreo de los sólidos a superficie y de esta manera dieron lugar a un aumento de la presión en superficie y perdiendo circulación del lodo.

Para evitar problemas de inestabilidad en pozos de ángulo elevado es recomendable evitar los excesos de back reaming e incrementar el peso de lodo 11,5 ppg.

En el reporte de Geoservice se muestra que la lutita proviene de la fonación Basal Napo.

3.4. ESTUDIO DE ESTABILIDAD DE LAS LUTITAS “B” y NAPO BASAL

Luego del análisis se encontró que los problemas en los pozos horizontales perforados en el campo Shushufindi se dieron en la Lutita “B” la cual se encuentra ubicada aproximadamente a los 9300 ft TVD con un espesor promedio de 100 ft y para el campo Sacha se muestra que la mayoría de los problemas están suscitados en la Lutita de Basal Napo por inestabilidad de esta formación, ubicada aproximadamente a los 9700 ft TVD con un espesor promedio de 100 ft.

3.4.1. Geopresiones de las Lutitas “B” y Napo Basal.

Para el estudio de la estabilidad de las Lutitas utilizaremos las geopresiones existentes in-situ con la finalidad de proporcionar una fuerza que sea capaz de compensar las mismas durante la perforación del pozo.

3.4.2. Cálculo de las geopresiones (sobrecarga, poro y fractura).

A continuación presentamos un método práctico, el cual mediante el cálculo ordenado de las geopresiones nos permitirá encontrar la fuerza de estabilización.

1. Determinar la presión de sobrecarga (S).
2. Determinar la presión de poro (P_p).
3. Determinar la presión de fractura (P_{FR})
4. Calibrar las predicciones de las presiones de poro y fractura.

3.4.2.1 Determinación de la presión de sobrecarga.

La presión de sobrecarga (S) es el peso de la columna de roca más los fluidos contenidos en el espacio poroso que soporta una formación a una determinada profundidad (ecuación 3.1).

$$S = \frac{\sum_{n=1}^n \rho_D (D_i - D_{i-1})}{10} \dots\dots\dots(3.1)$$

Donde:

ρ_D : es la densidad promedio de la formación comprendida entre las profundidades (gr/cm^3), se determina de forma directa del registro de densidad de pozos de correlación.

D: profundidad (m).

3.4.2.2 Determinación de la presión de poro.

La presión de poro es la presión natural originada por los procesos geológicos de depositación y compactación a la que se encuentran sometidos los fluidos contenidos en los espacios porosos de la formación.

En un estudio de los métodos de predicción de presión de poro se identificaron 15 métodos. Sin embargo los mejores y más usados por la industria petrolera son el método de Toman y Johnson, el método de Foster y Whalen o profundidad equivalente, el método de Eaton y el método del exponente **dc**. A diferencia de los otros métodos estos cuatro métodos son sencillos y utilizan información convencional y de fácil acceso.

3.4.2.3. Método de Eaton.

El método de Eaton esta basado en el principio que establece que la tendencia normal de compactación es alterada en la zona de presión anormal. Eaton utilizo una gran cantidad de datos de registros geofísicos y mediciones de presión de poro de diferentes áreas geológicas para desarrollar una serie de ecuaciones, las cuales relacionan directamente la presión de poro con la magnitud de desviación entre los valores observados y los obtenidos de la tendencia normal extrapolada.

El método se explica a continuación.

1. A partir de las lecturas de los puntos de lutita graficamos profundidad versus tiempo de trancito o resistividad figura 3.8.

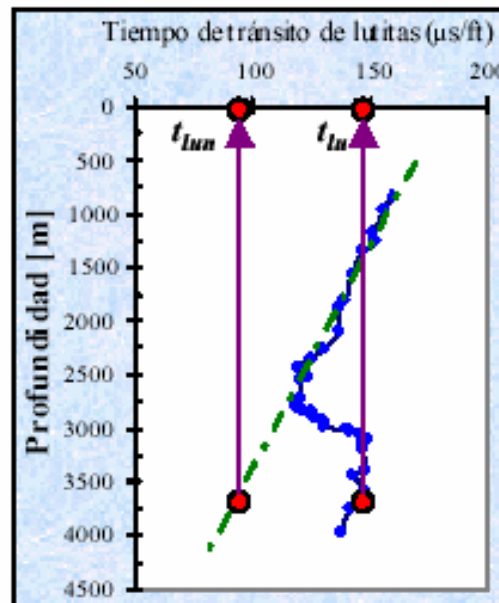


Figura 3.8: Profundidad versus tiempo de tránsito o resistividad
Fuente: Bibliografía

2. Trazar la línea de tendencia normal y extrapolarla hasta la profundidad total (línea verde).
3. A la profundidad de interés **D**, leer los valores de tiempo de tránsito de la tendencia normal t_{lun} y de la tendencia observada t_{lu} y la profundidad equivalente al mismo valor del tiempo de tránsito observado **Dn** (ecuación 3.2)
4. Calcular la presión de poro a la profundidad de interés **D** (ecuación 3.3)

$$P_{p(Dn)} = \frac{\rho_{FF} * D_n}{10} \dots\dots\dots(3.2)$$

$$P_{p(D)} = S_{(D)} - (S_{(D)} - P_{p(Dn)}) * \left(\frac{t_{lun}}{t_{lu}}\right)^{3.0} \dots\dots\dots(3.3)$$

3.4.2.4. Determinación de la presión de fractura (Método de Eaton).

La ecuación de Eaton (ecuación 3.4) para el cálculo de la presión de fractura (P_{FR}) esta en función de la presión de poro (P_p) y de la sobrecarga (S), previamente calculadas, así como de la relación de Poisson (ν).

$$P_{FR(D)} = P_{p(D)} + \left(\frac{\nu}{1-\nu}\right) [S_{(D)} - P_{p(D)}] \dots\dots\dots(3.4)$$

Calcular la relación de Poisson.

La relación de Poisson (ecuación 3.5) es una propiedad mecánica de la formación que relaciona la deformación lateral de la roca con respecto a su deformación axial, cuando esta sometida a un esfuerzo. Para calcular tenemos dos opciones.

a) A partir de registros sísmico bipolar de pozos de correlación.

$$\nu = \frac{0,5\left(\frac{t_s}{t_c}\right)^2}{\left(\frac{t_s}{t_c}\right)^2 - 1} \dots\dots\dots(3.5)$$

Donde:

ts: tiempo de tránsito de corte (microseg/pie).

tc: tiempo de tránsito compresional (microseg/pie).

b) A partir del monograma de Eaton el cual se expresa en la ecuación (3.6) para cada profundidad de interés.

$$\nu = 0,0645 * \ln(D) - 0,0673 \dots\dots\dots(3.6)$$

Otra opción es obtener la relación de Poisson a partir de ensayos mecánicos de laboratorio a muestras de núcleos, con la consideración de que esta medición es puntual y referida a la profundidad a la cual se obtuvo la muestra.

3.4.2.5. Calibraciones de las predicciones de las presiones de poro y fractura.

Para completar el proceso de evaluación de geopresiones es necesario calibrar la predicción de los perfiles de poro y de fractura con datos reales, obtenidos durante la perforación y terminación del pozo que se está analizando de tal manera que se pueda realizar un análisis comparativo con los datos programados y así obtener las geopresiones definitivas para el pozo.

3.4.2.6. Estabilidad lutita “B”

La lutita “B” se presenta de color gris oscura, gris clara ocasionalmente negra, café clara, moderadamente dura a dura, laminar a sub-laminar, blocosa, limosa, ligeramente calcárea con micropirita diseminada, en partes con inclusiones carbonáceas y gradando a limolita con trazas de caliza.

Se determino una presión de Sobrecarga (Over Burden) de $S = 5600$ psi a la profundidad promedio 9300 ft.

Usando el método de Eaton se determina una presión de poro de 4185 psi.

Al encontrar las fuerzas normales (F_n) y de cizalladura (F_s) existentes in-situ antes de la perforación (Figura 3.9) y compararlas con la fuerza ejercida por la presión hidrostática del lodo utilizado en la perforación ($MW = 10,8$ ppg) tabla 3.30, se observa que las fuerzas aplicadas durante la perforación no fueron suficientes para mantener estables las paredes del pozo.

Antes de la perforación		Durante la perforación	
F_N (lbf/in ²)	F_s (lbf/in ²)	F_N (lbf/in ²)	F_s (lbf/in ²)
2285	5112	2131	4768

Tabla 3.30: Comparación de Fuerzas

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

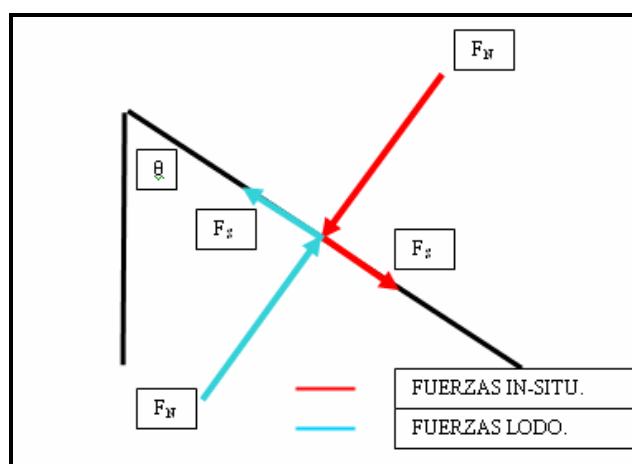


Figura 3.9: Diagrama de fuerzas in situ

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

Realizando el análisis para la determinación de las fuerzas que equilibran el sistema (Figura 3.9) llegamos a un peso del lodo aproximado de 11,6 ppg, que representan una fuerza normal y de cizalladura (Tabla. 3.31), que comparados con los valores de la formación garantizan la estabilidad del mismo.

Antes de la perforación		Propuesto	
F_N (lbf/in ²)	F_S (lbf/in ²)	F_N (lbf/in ²)	F_S (lbf/in ²)
2285	5112	2289	5121

Tabla 3.31: Comparación de fuerzas
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

El peso del lodo con el cual fracturaríamos la formación es de aproximadamente 12.0 ppg, es decir, que con este peso del lodo se sobrepasarán las fuerzas in-situ, como se observa en la tabla.3.32.

Antes de la perforación		Límite	
F_N (lbf/in ²)	F_S (lbf/in ²)	F_N (lbf/in ²)	F_S (lbf/in ²)
2285	5112	2368	5298

Tabla 3.32: Comparación de fuerzas
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

3.4.2.7. Estabilidad lutita Napo Basal.

La lutita se presenta de color gris oscura, gris clara ocasionalmente negra, café clara, moderadamente dura a dura, laminar a sub- laminar, blocosa, limosa, ligeramente calcárea con micropirita diseminada, en partes con inclusiones carbonáceas y gradando a limolita.

Se determino una presión de sobrecarga (Over Burden) de $S = 5700$ psi a la profundidad promedio 9700 ft.

De igual manera, utilizando el método de Eaton se determina una presión de poro de $P_p = 4338$ psi.

Al encontrar las fuerzas normales y de cizalladura existentes in-situ antes de la perforación y compararlas con la fuerza ejercida por la presión hidrostática generada por el lodo utilizado en la perforación ($MW = 10,5$ ppg) tabla 3.33, se

observa que las fuerzas aplicadas durante la perforación no fueron suficientes para mantener estables las paredes del pozo.

Antes de la perforación		Durante la perforación	
F_N (lbf/in ²)	F_S (lbf/in ²)	F_N (lbf/in ²)	F_S (lbf/in ²)
2326	5253	2161	4835

Tabla 3.33: Comparación de fuerzas

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

Realizando el análisis para la determinación de las fuerzas que equilibran el sistema llegamos a un peso del lodo aproximado de 11,5 ppg que representan una fuerza normal y de cizalladura (tabla.3.34) que, comparados con los valores de la formación garantizan la estabilidad del mismo.

Antes de la perforación		Propuesto	
F_N (lbf/in ²)	F_S (lbf/in ²)	F_N (lbf/in ²)	F_S (lbf/in ²)
2326	5253	2367	5295

Tabla 3.34: Comparación de fuerzas

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

El límite en cual se estaría trabajando para evitar el fracturamiento de la formación por un exceso en el peso del lodo y que de esta manera se sobrepase las fuerzas in-situ es de 12 ppg. (Tabla.3.35).

Antes de la perforación		Límite	
F_N (lbf/in ²)	F_S (lbf/in ²)	F_N (lbf/in ²)	F_S (lbf/in ²)
2326	5253	2470	5525

Tabla 3.35: Comparación de fuerzas

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

3.4.2.8. Optimización del tiempo no productivo (TNP).

Con la implementación del método de control de estabilidad de las lutitas, se estima que se puede obtener un tiempo de perforación ideal de 50 días para pozos horizontales en el campo Shushufindi y de 55 días para pozos del campo Sacha.

En la tabla 3.36, se puede observar el tiempo perdido que se ha tenido en la perforación de un pozo, tomando en cuenta el tiempo de perforación ideal que se plantea (50 días SSF y 55 días SAC), y la optimización en días del 80% del TNP que se lograría con la implantación del método de control de la estabilidad de las lutitas.

Optimización del tiempo no productivo				
Pozo	Planeados (Días)	Real (Días)	Perdido (Días)	Optimizado (80 %)
SSF-96H	47,33	145	95	76
SSF-102H	54,75	53,2	3,2	2,56
SAC-175H	43,5	92,17	37,17	29,736
SAC-173H	65,8	72,4	17,4	13,92
SAC-171H	68	60,4	5,4	4,32
SAC-163H	55	85,3	30,3	24,24
SAC-174H	60,1	94	39	31,2

Tabla 3.36: Optimización del TNP
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

La figura 3.10 nos muestra gráficamente la optimización del tiempo no productivo que se lograría si se implementa el método de control de estabilidad de las lutitas,

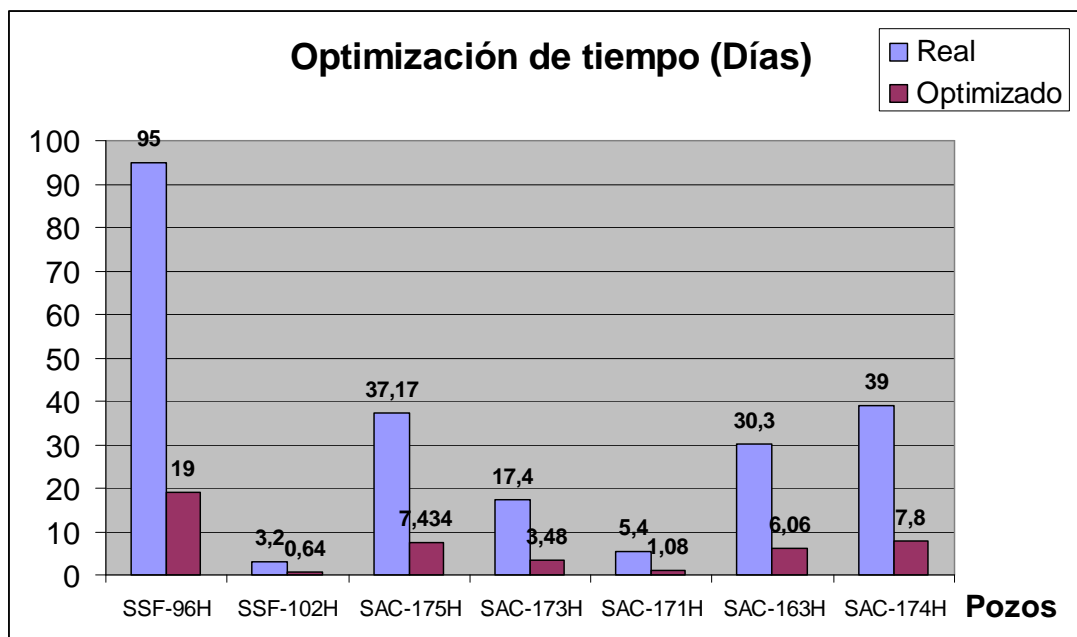


Figura 3.10: Optimización del TNP.
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

CAPITULO IV

ALTERNATIVAS PARA OPTIMIZAR FUTURAS PERFORACIONES DE LOS POZOS HORIZONTALES EN LOS CAMPOS SHUSHUFINDI Y SACHA

4.1 INTRODUCCIÓN

Una vez que se han analizado uno a uno los problemas suscitados en cada uno de los pozos horizontales en nuestros campos de estudio, resulta imperativo presentar alternativas que permitan la optimización de las perforaciones horizontales.

Las alternativas estarán enfocadas principalmente en la reducción de los problemas que se produjeron en la perforación de los siete pozos, con la finalidad de plantear la posibilidad de perforar nuevos pozos horizontales en uno o varios campos operados por Petroproducción.

Las nuevas tecnologías han ido incrementando la efectividad de las perforaciones horizontales, esto se ha logrado con la feroz competencia que existe entre las empresas que prestan servicios en los trabajos de perforación.

Con la implementación de nuevos equipos y técnicas de perforación se trata de evitar los problemas que históricamente se han dado los pozos anteriormente estudiados.

Las alternativas que se presentan para la optimización de la perforación horizontal son las siguientes:

- Fluido de perforación para control de lutitas inestables.
- Sistema dirigitible de perforación rotatoria.
- Perforación con tubería de revestimiento (casing).
- Brocas de perforación para control direccional.

4.2 SISTEMA DIRIGIBLE DE PERFRACIÓN ROTATORIA

El avance tecnológico en la perforación ha generado una herramienta la cual ha desplazado el uso del “Bent” o cuña deflectora. Esta nueva herramienta tiene diferentes nombres en las dos principales compañías que prestan servicios en el país (Power Drive, Schlumberger y Geopilot, Halliburton).

La característica fundamental de ésta herramienta es la capacidad de crear ángulo en la perforación, mientras la toda la sarta se encuentra rotando, lo cual no sucedía con el uso de otras herramientas, que ganaban ángulo únicamente deslizando la sarta de perforación.

4.2.1. Antecedentes

Los pozos horizontales en los campos de nuestro estudio fueron perforados con un sistema en el cual el BHA tiene incorporado un Bent el cual es parte del motor de fondo o está acoplado al BHA de fondo como un componente individual (Figura 4.1).

Este aditamento se debe instalar y calibrar en superficie, por ésta razón, para la construcción de ángulo se hace necesario orientar y deslizar la herramienta en la dirección planeada.

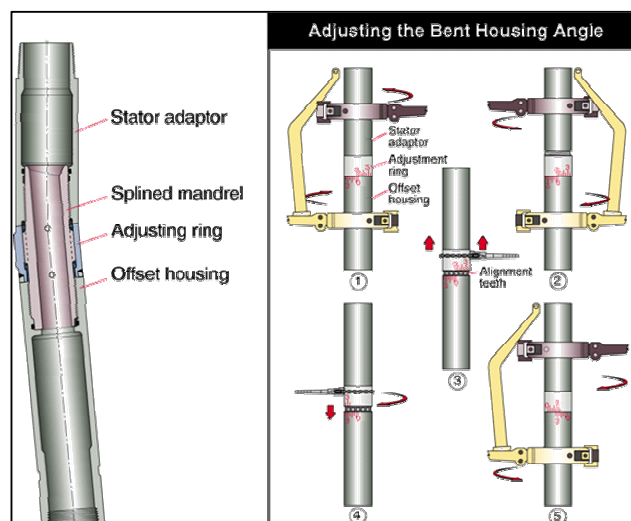


Figura 4.1: Arreglo del ángulo del Bent
Fuente: Schlumberger

4.2.2. Características de la herramienta

La técnica de perforación horizontal con Bent poco a poco está siendo sustituida con el Sistema Dirigible de Perforación Rotatoria, el cual no posee un Bent, sino que está constituido por “Pads” o almohadillas las cuales hacen contacto con la formación. (Figura 4.2). Estos Pads se abren y se cierran aleatoriamente en el momento dado para la construcción del ángulo deseado, esto permite que la rotación de la sarta no se detenga durante la perforación, sino sólo para cambiar una broca dañada o desgastada.

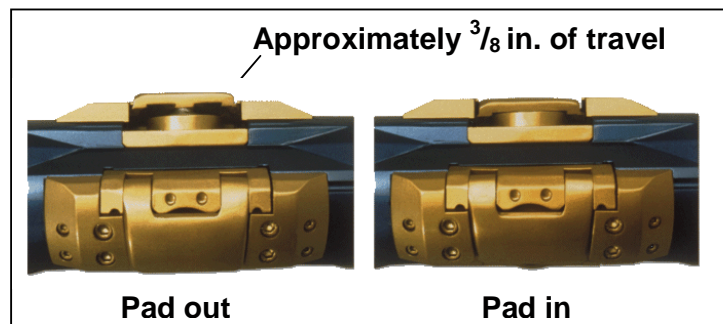


Figura 4.2: Posiciones de los Pads
Fuente: Schlumberger

Este nuevo sistema es monitoreado en superficie y el control de trayectoria se realiza cambiando la rata de flujo del lodo de perforación y además usa el sistema del MWD como vía de transmisión de datos. Una novedad interesante, es el hecho de que la herramienta puede mantener y corregir la ganancia de ángulo automáticamente.

La compatibilidad de la herramienta con las otras herramientas del BHA y con los parámetros de perforación es una de las características fundamentales. En la tabla 4.1 se detalla los parámetros necesarios para el buen funcionamiento de la herramienta.

La herramienta dirigida de perforación rotatoria no sólo funciona rotando ya que el operador puede elegir si desea realizar todo el trabajo rotando o si desea combinar con deslizamiento.

Parámetros de compatibilidad		
Parámetros	Herramienta	
OD de la Herramienta	6,75 in API	9 in API
OD del Estabilizador	8 in a 8,5 in	11,75 in a 12,25 in
Longitud (ft)	12,5	14,6
Conexiones del collar		
Tope	NC – 50	7 5/8 Reg.
Base	4 1/2 Reg Box	6 5/8 Reg Box
Máx Dog Leg		
Rotando	10º/100 ft	10º/100 ft
Deslizando	20º/100 ft	20º/100 ft
Caudal de lodo		
Alto caudal	500 - 650 gpm	450 - 1150 gpm
Bajo caudal	300 - 500 gpm	
Presión (psi)		
Herramienta	50 - 100	50 - 100
Broca	500 – 2000	500 - 2000
Máx Pres de operación (psi)	18.000	18.000
Máx Temp de operación (ºF)	250	250
Máx peso sobre la broca	Sin límite	sin límite
RPM en superficie	40 – 220	40 - 220
Tipo de lodo	Todo tipo	Todo tipo
Peso de lodo (ppg)	7,5 - 20	7,5 - 20

Tabla 4.1: Parámetros de compatibilidad
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez
Fuente: Schlumberger

4.2.3. Aplicaciones de la herramienta

La configuración del BHA de fondo cambia con la implementación de este nuevo sistema, ya que se debe cambiar el motor con el bent por la nueva herramienta.

Los costos del uso de ésta herramienta se incrementan en una relación de cuatro a uno, en comparación con el costo de la perforación con Bent. En el caso del pozo SAC-171H, que resultó ser el pozo horizontal más eficientemente perforado, el costo planeado para la perforación direccional fue de \$872.408 pero se necesitó de \$1'700.000 es decir el doble. Si se usa la herramienta de control direccional necesitaría de \$3'489.632.

La ROP (Rata Optima de penetración) de la broca mejora mediante el empleo de la nueva herramienta, ya que, en todo momento el motor de fondo se encuentra girando y la sarta de perforación también.

El control direccional también mejora, lo que evita los problemas por constantes patas de perro las mismas que a la postre influyen en la inestabilidad de la formación y en atascamientos de la sarta de perforación.

Todos los factores anteriores se traducen en la reducción de los días de perforación y por consiguiente un ahorro de dinero en los trabajos de perforación y recuperación de la inversión al poner a producir más rápido al pozo horizontal.

En la Figura 4.3, se puede observar los parámetros en los que la herramienta de perforación rotacional mejora el rendimiento del pozo horizontal SAC-171H el cual presentó el mejor desempeño de los pozos de estudio.

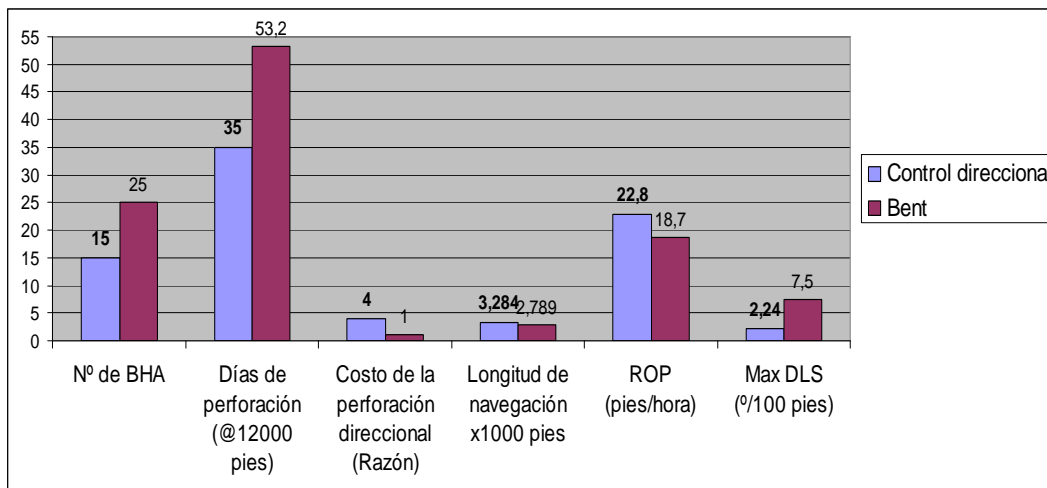


Figura 4.3: Posiciones de los Pads
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

4.2.4. Ventajas y Desventajas

Ventajas:

- Mejor control direccional (inclinación, azimut).
- Reduce el número de viajes para el cambio del BHA.

- Menos problemas de atascamiento de la sarta, ya que, no se deja de rotar para incrementar el ángulo.
- Mejora la ROP por que rota tanto el motor como la sarta al mismo tiempo.
- Se puede calibrar la herramienta desde superficie sin parar la perforación.

Desventajas:

- El sistema depende del buen funcionamiento del MWD para el envío y recepción de datos.
- El costo se cuadriplica con relación al uso del Bent.
- El sistema presenta pequeños inconvenientes en la navegación de secciones prolongadas.
- Se deben repasar varias veces la sección perforada para homogenizar el hueco, ya que, el hueco perforado es muy irregular y por consiguiente se pierde mucho tiempo.

4.3 PERFORACION CON CASING

En la década de 1960, Brown Oil Tools, ahora Baker Oil Tools, patentó un sistema relativamente avanzado para perfeccionar pozos con tubería de revestimiento, que incluía brocas piloto recuperables, ensanchadores para agrandar el pozo y motores de fondo.

En el año 2001, BP y Tesco reportaron una operación exitosa en la que se utilizo tubería de revestimiento para perforar los intervalos correspondientes a la tubería de revestimiento de superficie y de producción en 15 pozos de gas del área de Wansutter, en Wyoming, EUA.

Hasta la fecha los operadores han perforado más de 200 secciones de pozo utilizando tubería de revestimiento. Más de 1020 de estos intervalos implicaron la perforación de pozos verticales con tubería de revestimiento y brocas no recuperables, unos 620 fueron perforados utilizando tubería de

revestimiento cortos, más de 400 pozos utilizaron un BHA recuperable para perforar pozos verticales y aproximadamente 12 emplearon un BHA recuperable para perforar pozos direccionales.

Todas estas aplicaciones iniciales contribuyeron a la evolución de la técnica de entubación durante la perforación que dejó de ser una tecnología nueva de confiabilidad no comprobada para convertirse en una solución práctica que permite reducir los costos aumentan la eficiencia de la perforación y minimizar el tiempo del equipo de perforación.

4.3.1. GENERALIDADES

Utiliza los tubulares de gran diámetro que quedaran instalados permanentemente en el pozo. La tubería de revestimiento utilizada para la perforación puede ser una tubería de revestimiento corta (liner) parcial o una sarta completa.

En la actualidad es posible adosar una broca de perforación rotativa convencional o una zapata de perforación especial al extremo de la una sarta de revestimiento para perforar pozos verticales. Ahora si la necesidad es lograr una mayor flexibilidad, y para aquellas aplicaciones donde se requiere control direccional, se puede desplegar, fijar en su lugar y luego recuperar con cable un arreglo de fondo de pozo recuperable para perforación.

El análisis de los pozos perforados hasta la fecha con tubería de revestimiento indica que esta técnica puede reducir el tiempo de equipo de perforación no productivo hasta en un 50 % y acortar el tiempo de perforación en un porcentaje nominal que oscila entre el 10% y 35 % por pozo en ciertas aplicaciones.

Aproximadamente un tercio de esta reducción se debe a la menor cantidad de maniobras realizadas con las tuberías y el resto proviene de la prevención de los problemas de perforación imprevistos y de la eliminación del tiempo

necesario para instalar la tubería de revestimiento en una operación independiente.

Esta técnica incluye desde la perforación de pozos completos hasta la perforación de solo uno o dos tramos de pozo.

4.3.2. HERRAMIENTAS

Los perforadores clasifican los sistemas de fondo de pozo que se utilizan para perforar con tubería de revestimiento como:

- No recuperables y
- Recuperables.

4.3.2.1. Arreglo no recuperable o fijo.- Puede ser utilizado para perforar pozos con tubería de revestimiento cortas o con sartas de revestimiento completas. En ciertas aplicaciones se han utilizado brocas rotativas convencionales que se dejan en el pozo después de alcanzar la TD. La broca puede permanecer en la tubería de revestimiento y cementarse en su lugar o puede soltarse y dejarse caer en el fondo del pozo para posibilitar la adquisición de registros.

4.3.2.2. Sistema recuperable.- Permite que la broca y el BHA se han desplegados inicialmente y se reemplacen sin necesidad de bajar y extraer la tubería de revestimiento del pozo. Esta opción es la única alternativa practica en lo que respecta a los pozos direccionales debido ala necesidad de recuperar los costosos componente s del BHA tales como los motores de fondo, los sistemas rotatorios direccionales o la brocas de adquisición de mediciones durante la perforación y de adquisición de registros durante la perforación (MWD y LWD).

Un sistema recuperable con cable facilita el reemplazo de los equipos que fallan antes de alcanzar la TD y permite un acceso rápido y eficaz desde el punto de vista de sus costos para registrar, evaluar y probar las terminaciones.

Para facilitar el uso de la tubería de revestimiento para operaciones de perforación se han diseñado equipos de superficie y sistemas de fondo de pozo

confiable y robusto que se fijan y desenganchan de la tubería de revestimiento en una forma eficaz y efectiva.

El sistema Casing Drilling de Tesco utiliza un Drill Lock assembly (DLA) para anclar y cellar el BHA dentro de la tubería de revestimiento.

El sistema Casing Drive Sistem de conexión rápida de Tesco, que es operado por el sistema de control hidráulico del sistema de impulsión superrío, acelera el manipuleo de la tubería y previene el daño de las roscas de la tubería el revestimiento eliminado un ciclo de conexiones y desconexiones en las uniones de los tubulares.

Este sistema consta de un arreglo de cuñas de conexión rápida que sujeta el exterior izquierdo de la figura 2, o bien el interior centro figura 2 de la tubería de revestimiento, dependiendo del tamaño de la tubería.

Por otro lado, fija la tubería de revestimiento en el sistema de impulsión superior Top Drive sin conexiones roscadas para evitar que se dañen las roscas. Un arreglo interno provee un sello de fluido en el interior de la tubería.

El sistema de impulsión superior difiere radicalmente de la mesa rotatoria del piso del equipo de perforación, porque permite que la perforación se lleve a cabo con tiros triples, en lugar de utilizar tiros simples de tubería.

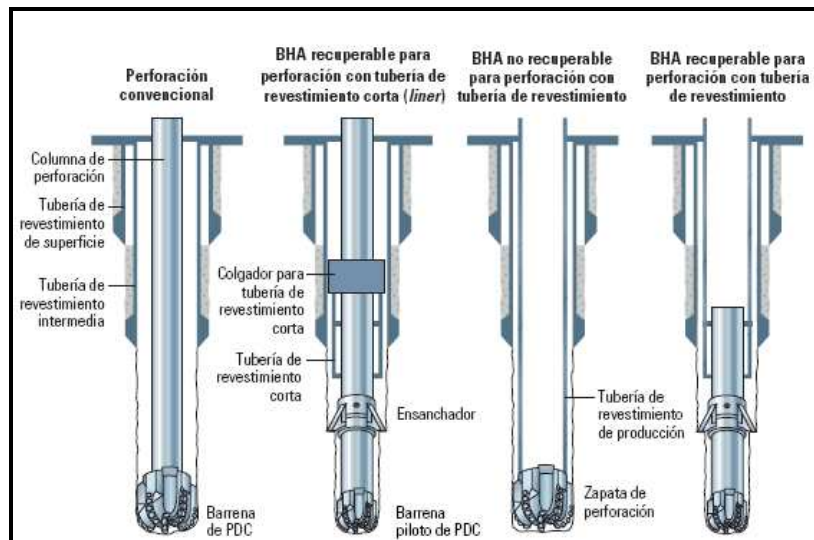


Figura 4.4: BHAs recuperables y no recuperables

Fuente: Tesco.

4.3.3.PERFORACIÓN CON CASING Y MOTORES DE FONDO DIRECCIONALES.

Las operaciones de perforación con tubería de revestimiento y motores direccionales en pozos de prueba y en operaciones de campos petroleros identificaron tres limitaciones:

- Geometría de los arreglos de fondo de pozo.
- Desempeño de los motores.
- Prácticas operacionales.

En el BHA recuperable para entubación, el motor y la cubierta acodada se encuentran ubicados por encima del ensanchador y la broca piloto para producir la rotación de ambos. Esta configuración permite la perforación por deslizamiento sin hacer rotar la sarta entera para efectuar las correcciones direccionales. En consecuencia, la geometría del BHA para el control direccional con motores direccionales y tubería de revestimiento difiere de un BHA convencional como el usado en la perforación de los pozos horizontales de los campos Sacha y Shushufindi.

Cuando el esfuerzo de torsión del motor del PDM alcanza niveles más altos y la presión de circulación aumenta, estirando la sarta de perforación. Dada que la

broca esta sobre el fondo y la tubería de revestimiento no puede desplazarse hacia abajo, aumenta tanto el peso sobre la broca como el esfuerzo de torsión del motor rotacional requerido lo que exagera aun más el incremento de la presión de circulación. Este efecto es cíclico y hace que los motores reduzcan la velocidad y se detenga o se atasquen.



Figura 4.5: Motor direccional para perforación con casing 1
Fuente: Tesco.

4.3.4. PERFORACIÓN CON CASING Y SISTEMAS ROTATIVOS DIRECCIONALES.

En muchas cosas la perforación rotativa con sistemas rotativos direccionales resulta más eficaz que la utilización de un motor de fondo incluso en aplicaciones relacionadas con pozos verticales.

La perforación direccional con tecnología RSS elimina la orientación sin rotación, o la perforación en el modo de deslizamiento posibilitando la perforación de distancias record, como es el caso de los pozos de alcance extendido.

Un sistema rotativo direccional es ideal para el control direccional con el BHA recuperable utilizado para las operaciones de perforación con tubería de revestimiento. Este sistema minimiza o elimina muchos de los problemas asociados con la perforación en el modo de deslizamiento, las limitaciones de desempeño del motor PPM y las dificultades relacionadas con el control direccional.

Tanto el sistema de perforación con casing tanto de motor dirigible o con sistema rotativo dirigible no ha sido implementado aun en el país, por lo que, resulta difícil realizar comparaciones de rendimiento de la nueva tecnología del en los diversos estratos de la cuenca oriente.

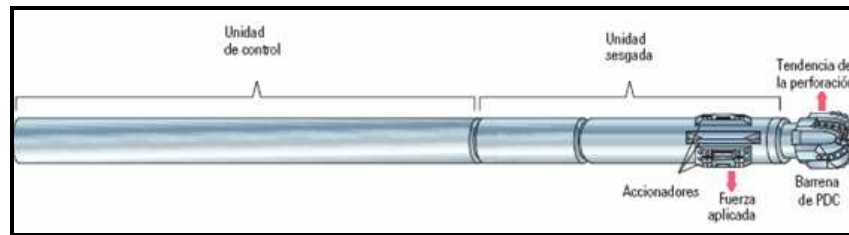


Figura 4.6: Motor direccional para perforación con casing 2
Fuente: Tesco.

4.3.5. VENTAJAS Y DESVENTAJAS

Ventajas:

- La bajada y recuperación de este BHA a través de la tubería de revestimiento elimina los viajes de entrada y salida del pozo de la columna de perforación y provee protección adicional para los sistemas de avanzada utilización en las mediciones de fondo de pozo y en las aplicaciones de perforación direccional.
- Al minimizar los números de viajes de la tubería durante las operaciones de perforación reduce los incidentes de colapso del pozo producido por las operaciones de extracción de fluidos y flujo natural, disminuye la posibilidad de que se produzcan desviaciones no prolongadas y minimiza el desgaste interior de la sarta de revestimiento de superficie o intermedias instaladas previamente.
- Reduce los problemas de pérdida de circulación mediante el enlucido de los recortes y los sólidos de perforación en la pared del pozo. Es posible que este efecto de “empaste” genere un revoque de filtración impermeable o cree una terminación superficial sólida que permita perforar los intervalos débiles, de baja presión y agotados sin pérdidas significativas de fluido de perforación.
- La sarta de revestimiento posee uniones más largas que las columnas de perforación estándar, lo que significa que las conexiones que deben realizar los perforadores se reduce en aproximadamente un 25%.
- Se invierte menos tiempo en la circulación del fluido o en el rectificado del pozo para mantener la estabilidad del mismo durante la conexión de las tuberías.

Desventajas:

- Los motores y componentes de menor tamaño también aumenta la flexibilidad del BHA, de modo que resulta más difícil mantener el control direccional.
- En los pozos más profundos y bajo condiciones de alta fricción del pozo, el incremento del peso sobre la broca puede resultar difícil de detectar en la superficie si se da este caso es posible que un motor PDM se atasque antes de que los perforadores puedan adoptar, medidas correctivas.
- Al reducirse el espacio entre el hueco y el diámetro exterior del hueco, se reduce la velocidad anular del lodo y posibles daños en las paredes del hueco cuando la sarta se encuentra en movimiento.
- La presión de lodo en el anular aumenta, por lo que se debe diseñar correctamente el lodo de perforación.

4.4 BROCA DE 8½” PARA CONTROL DIRECCIONAL

Las brocas o “Bits” son esenciales en la perforación de pozos y más aún si se trata de pozos horizontales, ya que, el avance de la perforación dependerá del buen rendimiento de la broca principalmente y de otros parámetros relacionados con la misma.

En los pozos horizontales de los campos Sacha y Shushufindi, se usaron brocas tricónicas para las primeras secciones y brocas con insertos de diamante (PDC) para las secciones de ángulo elevado y secciones horizontales. El uso de brocas PDC en secciones horizontales o de ángulo elevado, se debe a que, si bien se perfora en formaciones suaves, no es recomendable detener la perforación para cambiar de brocas, por el gran riesgo de derrumbes de la formación que se tiene al detener la perforación.

Es de nuestro interés, entonces, mejorar el rendimiento de las brocas usadas en las secciones de ángulos mayores a 60°, ya que, es donde se produjeron el

90% de los inconvenientes tanto de derrumbes, como de problemas de navegación en nuestros pozos de estudio.

4.4.1. Antecedentes

Los pozos horizontales que estamos estudiando, presentaron un comportamiento muy heterogéneo en lo que respecta al rendimiento de las brocas en la sección de 8 ½" con un promedio de 18 brocas en esta sección. Observando los reportes de brocas y los reportes diarios de perforación, se observó que en el pozo SAC- 175H se usó la mayor cantidad de brocas, con un número total de 18. Un pozo de buen rendimiento fue el pozo SAC-173H donde solo se necesitaron de 3 brocas para perforar la sección de 8 ½".

En la tabla 4.2, se ve que dentro de las 18 brocas usadas en el pozo SAC-175H, una de ellas perforó un intervalo de 905 pies con una ROP 13,0 pph de y otra perforó apenas 11 pies con una ROP de 22,0 pph, siendo sacada por presentar problemas de control direccional.

Brocas de 8 1/2" POZO SAC 175H							
Broca #	Tipo	Código IADC	Intervalo (pies)	ROP (pie/h)	Caudal (gpm)	Formación	Litología
7	DS49HGNSTV	M332	70	17.5	510	Perfora cemento y zapato	
R7	R-DS49HGNSTV	M332	395	15.8	510	Tena, Napo	Arc, arena, lim
R7	R-DS49HGNSTV	M332	109	15.6	500	Napo sup.	Lut, cal, arena
R7	R-DS49HGNSTV	M332	553	9.7	400	Napo	Lut, cal, arena
8	EHP51AFKPRD	517	22	1.9	400	Rimado (9631'-9711')	
9	DS56HGNSTV	M332	674	8.8	510	Napo medio	Lut, cal, arena
R9	R-DS56HGNSTV	M332	0	n/a	500	Rima y acondiciona el pozo	
10	DS49HGNSTV	M332	388	11.8	500	Perdida en el pozo	
11	HP12	126	419	13.8	456	Limpio el cemento	
12	DS49HGNSTV	M332	291	11.2	486	Intento de Sidetrack	
R11	R-HP12	M332	450	31.0	450	Limpio el cemento	
13	DS56HGNSTV	M332	905	9.9	485	Tena, Napo	Arc, lut, cal
14	DS49HGNSTV	M332	315	9.8	480	Napo	Lut, cal, arena
15	DS49HGNSTV	M332	11	7.3	360	Napo	Lut, arena
R15	R-DS49HGNSTV	M332	246	10.7	470	Napo	Lut, cal, arena
R13	R-DS56HGNSTV	M332	90	7.5	490	Napo	Lut, cal, arena
18	DS56HGNSTV	M332	191	10.3	455	Napo	Lut, cal, arena

Tabla 4.2: Brocas de 8 1/2" POZO SAC 175H

Elaborado por: Autores

Fuente: Reporte de brocas, Petroproducción

La gran cantidad de brocas usadas en el pozo SAC-175H obedece que se estuvo repasando continuamente los intervalos perforados, esto para asegurar una mejor limpieza del hueco y para corregir problemas de dirección de la sarta de perforación, a más de los dos Sidetracks que se realizaron, el primero por una pega de la tubería y el otro por no encontrar el hueco viejo después de intentar repasar el intervalo perforado.

4.4.2 Componentes de la broca 8 ½" para control direccional

Esta nueva broca, a diferencia de las usadas para perforar los pozos horizontales de los campos Sacha y Shushufindi, posee Gauges más cortos y más anchos para incrementar la eficiencia en la perforación direccional sobretodo en perforación rotatoria y mejorar la limpieza del hueco. Además, la broca posee 3 boquillas cerradas que se usan en caso de que una de ellas quede obstruida al momento de la circulación, mejorando la eficiencia hidráulica de la broca y potentes Gauge Pads para un mejor corte lateral. (Figuras 4.7)



Figura 4.7: Componentes de la broca de 8 ½"

Fuente: Smith bits

4.4.3 Características de la broca 8 1/2" para control direccional

La broca para control direccional (MER20371PX), presentada por la empresa Smith Bits, es la única que ha sido probada en pozos horizontales en el país (junto a las brocas usadas en las perforaciones de este estudio), presentando resultados positivos en tres pozos horizontales en el campo Edén Yuturi operado por la empresa Petroproducción (antes operado por la compañía Occidental).

Esta broca tiene la facilidad para ser adaptada a BHA's que presentan motor de fondo tanto con Bent como con Sistemas Dirigibles de Perforación Rotatoria y ha demostrado tener buenas parámetros de perforación como se puede ver en la Figura 4.8.

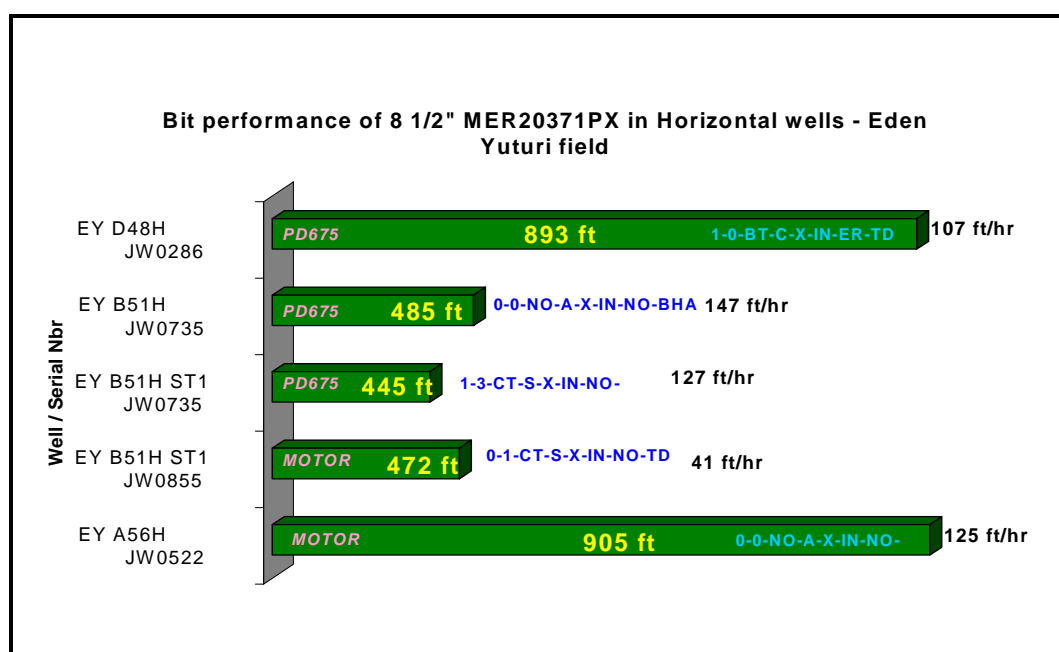


Figura 4.8: Parámetros de la broca de 8 1/2" en pozos horizontales.

Fuente: Smith Bits

Muchos de los parámetros de rendimiento de la broca mejoran con el uso de esta herramienta como son el control direccional principalmente, lo que hace que se evite repasar el hueco varias veces para corregir la dirección y ángulo del hueco. Otros parámetros también se ven beneficiados como son: la ROP, el tramo perforado por la broca, el peso sobre la broca (WOB), etc. La correlación

del rendimiento de las brocas MER20371PX (EY-D48H) y DS49HGNSTV (SAC-175H), se presentan en el Tabla 4.3.

Brocas de 8 1/2"		
Pozo	SAC-175H	EY-D48H
ROP (pph)	10,3	102
Intervalo (pies)	191	893
Codigo IADC	M432	JW0286
Tiempo (hrs)	44	8,7
Motor	Bent	Power Drive
Inclinación (grados)	85,7	86,6
Pres. Bomba (psi)	2700-3100	1750
Caudal (gpm)	455	550
PSB (klbs)	20363	43435
Densidad lodo (ppg)	11,2	9,3
Formación	Napo "Basal"	Napo "M1"

Tabla 4.3: Brocas de 8 1/2"

Elaborado por: Autores

Fuente: Reporte de brocas, Petroproducción

En la Figura 4.9 podemos ver de mejor manera los parámetros de comparación de las brocas y fácilmente se puede comprobar el alto desempeño de la broca propuesta.

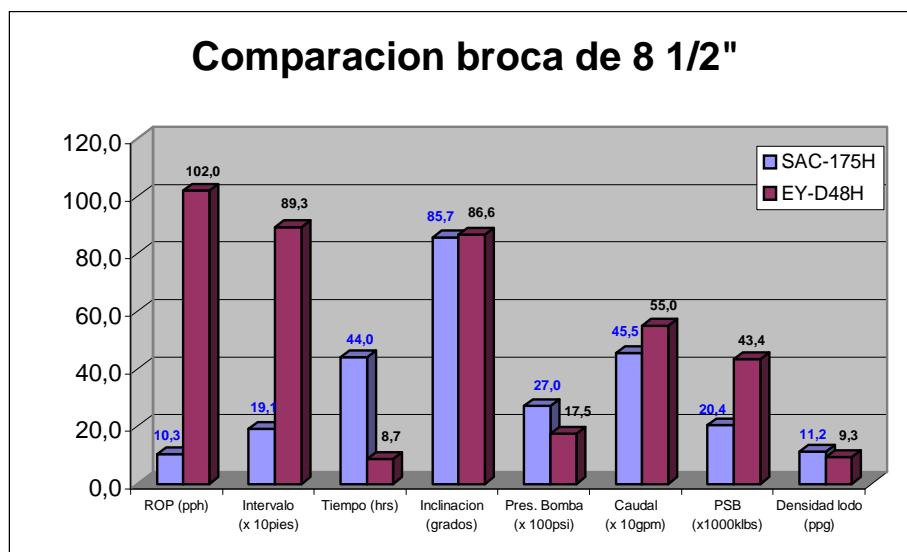


Figura 4.9: Comparación de brocas de 8 1/2"

Fuente: Smith bits

4.4.4 Ventajas y desventajas

Ventajas

- El control direccional de la sarta de perforación mejora, evitando continuos repasos de la formación para corregir caídas de ángulo no deseadas.
- La rata óptima de penetración que se obtiene tiene valores muy altos para la sección de 8 ½”.
- Se consigue intervalos perforados muy grandes y tiempos de perforación cortos debido al uso de sistema de perforación rotacional.
- La presión de la bomba de lodo es menor a la necesaria a brocas anteriores, evitando posibles derrumbes de lutitas por fractura.
- La broca fue usada en BHA's que tenían Motor con bent y con sistemas de perforación rotaria presentando buenos resultados.

Desventajas

- La densidad del lodo usado no garantiza el control sobre las paredes del pozo, sobretodo en secciones de ángulo elevado.
- El peso sobre la broca necesario para incrementar la ROP es mayor que los usados en los pozos de estudio, lo que implica incrementar elementos pesantes en la sarta de perforación.

4.5 FLUIDO DE PERFORACIÓN PARA EL CONTROL DE LUTITAS INESTABLES

El control de las lutitas inestables en la formación Napo Basal en el campo Sacha y las lutitas “B” en el campo Shushufindi es de gran interés en nuestro estudio. Para lograr controlar las lutitas anteriormente mencionadas disponemos del lodo de perforación y de la hidráulica como principales herramientas durante la perforación.

4.5.1 Antecedentes

En la perforación de los pozos horizontales de los dos campos se usaron dos tipos de lodos para controlar las lutitas de las zonas inestables y que

presentaban un ángulo elevado, sin conseguir el objetivo especificado, presentándose una gran cantidad de derrumbes en la sección perforada con broca de 8 ½”.

En la tabla 4.4 y 4.5 podemos ver las características de los lodos usados en los pozos horizontales.

Propiedades de lodos usados en el campo Shushufindi		
Propiedades	Lodo #1	Lodo #2
Sistema	Visplex	Hibtrol/polyPac
Peso (lpg)	10,8 – 10,5	10,3
VP (cP)	29	18
YP (lb/100 ft2)	33	32
Filtrado API (cc/30 min)	7	7,3
Formación	Napo Sup.	Napo Sup.

Tabla 4.4: Propiedades de lodo campo Shushufindi

Elaborado por: Autores

Fuente: Reporte de lodos, Petroproducción

Propiedades de lodos usados en el campo Sacha		
Propiedades	Lodo #1	Lodo #2
Sistema	Visplex	Hibtrol/PolyPlus
Peso (lpg)	10,5-10,6	10-10,3
VP (cP)	11 – 13	23
YP (lb/100 ft2)	32 – 38	30 –31
Filtrado API (cc/30 min)	7	No se informa
Formación	Napo Inf.	Napo Inf.

Tabla 4.5: Propiedades de lodo campo Sacha

Elaborado por: Autores

Fuente: Reporte de brocas, Petroproducción

4.5.2 Características del lodo

El lodo propuesto necesariamente debe tener propiedades que ayuden a mantener estables las paredes del pozo, acarrear efectivamente y mantener en suspensión los ripios resultantes de la perforación. Es de mucha importancia que no se sobrepase la presión de fractura de las lutitas al bombear el lodo.

El lodo propuesto es conocido como “Hydro Guard” presentado por la compañía Halliburton, el mismo fue utilizado por varias empresas en pozos que

tenían secciones perforadas con broca de 8 ½” y una inclinación de hasta 80° presentando un buen rendimiento.

El lodo ha sido diseñado para inhibir arcillas y estabilizar lutitas inestables. Las propiedades del lodo se presentan en la Tabla 4.6.

Características del lodo	
Propiedades	Lodo #1
Sistema	Hidroguard
Peso (lpg)	11,4 – 11,6
VP (cP)	15 – 25
YP (lb/100 ft ²)	20 – 35
Filtrado API (cc/30 min)	< 5
Formación	Napo Inf. – Hollín Sup.

Tabla 4.6: Características del lodo propuesto

Elaborado por: Autores

Fuente: Halliburton

4.5.3 Ventajas y desventajas

Ventajas

- El peso del lodo ofrece una mayor presión en la cara del pozo, evitando derrumbes de lutitas inestables.
- El lodo ha sido probado en campos aledaños a los estudiados, mostrando buenos resultados de limpieza y estabilidad del pozo.

Desventajas

- El alto peso del lodo puede producir una filtración excesiva del lodo en la formación provocando que se ensucie la posible formación productora.
- El lodo no ha sido probado con sistemas de dirigibles de perforación rotatoria.,

CAPITULO V

ANALISIS ECONÓMICO DE INVERSIÓN DE PERFORACIÓN HORIZONTAL VERSUS PRODUCCIÓN.

5.1. INTRODUCCIÓN

Una vez que el aspecto técnico ha sido analizado procederemos a realizar un análisis económico del proyecto de perforación horizontal, el cual se lo realizará de manera individual para cada uno de los siete pozos perforados en los campos de nuestro estudio.

Nuestro estudio se basará fundamentalmente en la evaluación del rendimiento de cada uno de los pozos tomando en cuenta la producción mensual de cada pozo y el precio referencial del crudo para compararlos con la inversión inicial de la perforación y los costos de mantenimiento de los pozos. La utilización de varios métodos de evaluación de proyectos nos servirá como herramienta para llevar a cabo este estudio técnico económico.

Un aspecto muy importante en este capítulo es la comparación que se realizará de los pozos horizontales con un pozo ideal, el cual tendrá características promedias de los parámetros económicos (inversión, costos, precio por barril, etc.), observados en los pozos horizontales.

5.2. INVERSIÓN EN LAS PERFORACIONES HORIZONTALES

Para la realización del proyecto de perforación de pozos horizontales en los campos Sacha y Shushufindi se tuvo un presupuesto muy alto, esto es debe a los elevados costos que representa la perforación de pozos horizontales.

En la mayoría de pozos de nuestro estudio se puede observar que la inversión real excede a la inversión planeada, este aspecto se hace notorio en varios

pozos sobre todo en el pozo SSF-96H donde la inversión llega a ser superior al 100% de la estimada.

En la tabla 5.1 se puede observar los montos de la inversión planeados y reales para la perforación de los siete pozos horizontales.

Presupuesto		
Pozos	Planeado (\$)	Real (\$)
SSF-96H	5' 277.825	11' 700.993
SSF-102H	6' 469.080	4' 519.824
SAC-175H	4' 987.205	7' 521.071
SAC-173H	6' 057.968	6' 169.119
SAC-171H	6' 136.286	5' 543.186
SAC-163H	5' 833.035	6' 488.488
SAC-174H	6' 417.444	9' 173.041
Total	41' 178.825	51' 115.722

Tabla 5.1: Presupuesto de pozos horizontales
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez
Fuente: Archivo técnico, PETROPRODUCCIÓN

Para nuestro pozo ideal se tomará una inversión de \$7'000.'000, que es un promedio de la inversión de que se realizó en los pozos horizontales

Cuando se realiza el contrato con una empresa que realiza el trabajo de perforación, la misma se encuentra encargada de realizar todos los trabajos extras a la perforación como son el transporte, la cementación y corrida del casing, la toma de registros, las líneas de flujo, etc. Por esta razón estos rubros se encuentran dentro del costo total de la perforación considerado aquí como inversión y no fueron detallados en los costos del pozo.

5.3. PRODUCCIÓN DE LOS POZOS HORIZONTALES

Después de los diversos problemas en las perforaciones de los pozos horizontales, los mismos fueron completados y puestos a producir.

Un gran inconveniente fue el alto corte de agua (BSW) que promedia el 75% y además durante la vida de los pozos se debió realizar varios Workover (WO), la mayoría buscando punzonar otras arenas productoras que no corresponden a

la sección horizontal, ya que, las arenas anteriores dejaron de ser rentables. Al realizar estos trabajos se cerraron los pozos SSF-96H, SSF-102H, SAC-171H y SAC-173H.

5.3.1 PRODUCCIÓN ESPERADA DE LA SECCIÓN HORIZONTAL

La producción promedio esperada para los pozos fue de 4000 BFPD, esta expectativa se pudo cumplir en algunos casos Anexo 4 y en otros no como en el pozo SAC-174H donde el pozo sólo produjo 80 barriles de petróleo y finalmente fue cerrado por comprobarse que no existen reservas recuperables.

Para tomar un caso de la producción probable de un pozo horizontal, se ha tomado la base de 4 años de producción, con la tendencia de declinación del pozo SAC-175H, el cual presentó una producción estable de entre los pozos del proyecto de perforación horizontal, el resultado se puede observar en la Tabla 5.2 y en Figura 5.1.

Producción Esperada (M BIs)					
Año	1	2	3	4	Total
Producción (M BIs)	1344	564,5	293,5	173,2	2375,2

Tabla 5.2: Producción esperada de pozos horizontales
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez

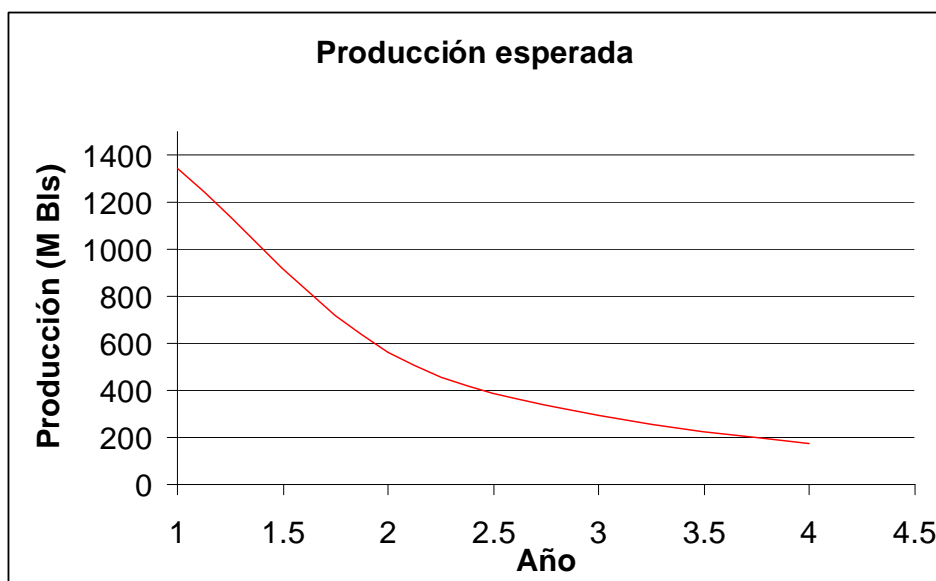


Figura 5.1: Producción ideal de un pozo horizontal
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez

5.3.2 PRODUCCIÓN OBTENIDA DE LA SECCIÓN HORIZONTAL

La sección horizontal de los pozos es la parte medular de nuestro estudio, ya que, el propósito fundamental del proyecto fue ver el desempeño de este tipo de nueva tecnología hasta esa fecha en nuestro país.

Se puede ver en la tabla 5.3, que el pozo de mejor rendimiento de la sección horizontal fue el SAC- 175H, el cual fue cerrado en julio del 2006 y el de menor rendimiento fue el SAC-174D, el cual nunca produjo. El pozo SAC-163D ha sido tomado en cuenta al igual que el pozo SAC-174D, a pesar que éstos empezaron como pozos horizontales y terminaron como pozos direccionales.

Pozo	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Total
SSF-96H	0	171900	0	0	0	0	171900
SSF-102H	0	339990	0	0	0	0	339990
SAC-175H	204120	663900	279870	146490	93000	51120	1438500
SAC-173H	90150	214860	81900	42450	8940	0	438300
SAC-171H	0	597900	206700	155760	35191	0	995551
SAC-163D	0	124200	116550	70770	10870	0	322390
SAC-174D	0	0	0	0	0	0	0
Total	294270	2112750	685020	415470	148001	51120	3706631

Tabla 5.3: Producción de petróleo acumulada sección horizontal.

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez

Fuente: Ingeniería de petróleos, PETROPRODUCCIÓN

5.3.3 PRODUCCIÓN TOTAL

La producción de petróleo fue muy irregular en los pozos horizontales como se puede ver en la tabla 5.4. El análisis total de la producción de cada pozo es importante para conocer el momento en el cual la venta del petróleo producido iguala a la inversión puesta para poner el pozo en actividad.

Pozos	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Total
SSF-96H	--	199.200	85.140	119.220	158.580	107.010	669.150
SSF-102H	--	339.990	115.350	233.280	250.710	154.020	1'093.350
SAC-175H	204.120	663.900	279.870	146.490	87.060	51.120	1'432.560
SAC-173H	90.150	214.860	81.900	42.450	8.940	--	438.300
SAC-171H	--	597.900	206.700	155.760	126.630	39.000	1'125.990
SAC-163D	--	124.200	116.550	70.770	40.410	46.980	398.910
SAC-174D	--	--	--	--	--	--	--
Total	294.270	2'140.050	8'85.510	767.970	672.330	398.130	5'158.260

Tabla 5.4: Producción anual de petróleo

Elaborado por: Autores

Fuente: Ingeniería de petróleos, PETROPRODUCCIÓN

5.4. INGRESOS

En un proyecto de perforación de pozos los ingresos se dan por la venta del crudo que el nuevo pozo produzca. Como se trató anteriormente los pozos horizontales requieren una mayor inversión pero de igual manera aportan mucho más que un pozo vertical lo que representa mayores ingresos. Finalmente todo esto hace que se recupere la inversión en el menor tiempo posible.

El precio del petróleo crudo ha ido incrementándose vertiginosamente en los últimos años, por lo cual, para nuestro análisis se ha tomado el precio promedio anual del cada barril dado por el Banco Central Del Ecuador y se lo relaciona con la producción acumulada para cada año de cada pozo Anexo 4. En la Tabla 5.5 podemos ver el precio anual del crudo desde el año 2001 en que se perforó el primer pozo horizontal.

Precio del Petróleo						
Año	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Precio	19,16	21,82	25,66	30,13	41,01	46,71

Tabla 5.5: Precio del Petróleo

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez

Fuente: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR

5.4.1 INGRESOS PLANEADOS DE LA SECCION HORIZONTAL

Tomando en cuenta el precio promedio del petróleo y la producción ideal de los pozos horizontales, se puede obtener la tabla 5.6.

Ingresos ideal de la sección horizontal (M \$)					
Año	0	1	2	3	Total
Ingresos	29326,08	14485,07	8843,155	7102,932	59757,237

Tabla 5.6: Ingresos ideales de un pozo horizontal

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez

5.4.2 INGRESOS REALES DE LA SECCION HORIZONTAL

De los reportes diarios de producción y el precio anual del petróleo, se pudo obtener los ingresos reales de la sección horizontal de los diferentes pozos, los cuales son presentados en la tabla 5.7.

Ingresos de la sección horizontal (M \$)							
Pozo	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Total
SSF-96H	0	3750,8	0	0	0	0	3750,8
SSF-102H	0	7418,5	0	0	0	0	7418,5
SAC-175H	4000,7	14486,2	7181,4	4413,7	3813,9	2387,8	36283,7
SAC-173H	1766,9	4688,2	2101,5	1279	366,6	0	10202,2
SAC-171H	0	13046,1	5303,9	4693	1443,1	0	24486,1
SAC-163D	0	2710	2990,6	2132,3	445,7	0	8278,6
SAC-174H	0	0	0	0	0	0	0
Total	5767,6	46099,8	17577,4	12518	6069,3	2387,8	90419,9

Tabla 5.7: Ingresos de la sección horizontal (M \$)

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luis Ordóñez

Fuente: BANCO CENTRAL DEL ECUADOR

Se puede observar claramente que los ingresos esperados de la sección horizontal en los pozos horizontales superan el 100% los ingresos obtenidos del pozo SAC-175H, el cual obtuvo los mayores ingresos en este proyecto.

5.5. COSTOS DE PRODUCCIÓN

En la industria del petróleo los costos de mantenimiento se refieren al capital que se debe invertir para que los pozos produzcan un caudal de petróleo que sea rentable para el inversionista, este costo se presenta una vez que un proyecto se ha ejecutado. En este proyecto el costo principal de mantenimiento son los Workover (WO) que se realizaron a los pozos ya sean estos por fallas mecánicas, incremento del corte de agua o agotamiento de la arena productora.

Los costos necesarios para el mantener la producción son los siguientes:

- Costos de operación.
- Costos de mantenimiento.
- Costos extras.

5.5.1 COSTOS DE OPERACIÓN

El costo de operación es aquel referente al personal e instalaciones necesarias para la producción de fluido del pozo como son: personal de operación, personal de seguridad industrial y física, personal de logística, combustible, energía, seguros, laboratorios, químicos para el mantenimiento de la tubería.

En estos costos se debe incluir además el costo de transporte hasta el punto de fiscalización y entrega al cliente. El costo total por estos rubros asciende a 2.26 dólares por cada barril.

5.5.2 COSTO DE MANTENIMIENTO

El costo de mantenimiento es el que se refiere a los trabajos que se le debe dar al pozo ya sea poner a producir un pozo cerrado o para aumentar su producción. Este costo es el más representativo dentro de los costos de producción. Los costos de mantenimiento que se presentan son los siguientes:

- Reacondicionamientos a los pozos (W.O.)
- Tratamientos para incrementar la producción.

5.5.2.1 Reacondicionamientos a los pozos

Cuando un pozo presenta problemas en subsuelo, como altos cortes de agua o problemas en las tuberías, el mismo es cerrado. El costo de las operaciones para poner al pozo a producir se los conoce como costos de reacondicionamiento.

Económicamente hablando, el costo de reacondicionamiento es el más alto, ya que se requiere de un pequeño taladro y los trabajos duran varios días e incluso semanas.

En la tabla 5.8 se detalla el número de reacondicionamientos y el costo total que éstos representaron.

Para nuestro pozo ideal se considera que se realizó un trabajo de reacondicionamiento en el segundo año de actividad, por problemas mecánicos del pozo, sin mayores inconvenientes, por lo que se asume un valor similar al del pozo SAC-175H.

Pozo	Nº de WO	Costo total (\$)
SSF-96H	3	775170
SSF-102H	3	703110
SAC-175H	1	276900
SAC-173H	1	651300
SAC-171H	1	717000
SAC-163H	2	455110
SAC-174H	1	55613
IDEAL	1	276900

Tabla 5.8: Trabajos de Reacondicionamiento
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez
Fuente: Archivo técnico, PETROPRODUCCIÓN

5.5.2.2. Trabajos para mantener la producción

La producción de los pozos tiende a declinar con el tiempo y muchas veces la causa son problemas en la formación. Para aumentar la producción de éstos se necesitan trabajos como la acidificación y el fracturamiento a la formación. Estos trabajos implican la inversión que deben ser tomados como parte de los costos de producción de un pozo. En los pozos horizontales no se han realizado trabajos de fracturamiento, sin embargo, se ha realizado acidificaciones a dos pozos (Tabla 5.9).

Trabajos de Acidificación	
Pozo	Costo (\$)
SAC-163H	56,000
SAC-174H	19,300

Tabla 5.9: Trabajos de Acidificación
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez
Fuente: Archivo técnico, PETROPRODUCCIÓN

5.5.2.3. Costo extras

Estos costos son eventuales y aunque no influyen directamente en el proceso de producción, pero son necesarios para la normal vida del pozo como limpieza del pozo, cuidados del medio ambiente, etc. Los costos de estas operaciones ascienden a 0,18 dólares por cada barril.

5.6. RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE PERFORACIÓN

Para conocer el rendimiento de los proyectos de perforación de pozos horizontales se someterán los mismos a métodos de evaluación de proyectos

como son el flujo de caja, periodo de recuperación de la inversión, valor actual neto y tasa interna de retorno.

Ya que gran parte de nuestro estudio está basado en la sección horizontal de los pozos, se muestra la aplicación de los métodos para esta parte y en el Anexo 4 se verá el método aplicado a toda la vida de cada pozo. Cabe destacar que no se ha tomado el pozo SAC-174H para la evaluación de rentabilidad ya que el mismo nunca fue puesto a producir.

5.6.1. FLUJO DE CAJA (Fn)

El flujo neto de caja es un estado financiero en el cual se registran los ingresos y gastos generados en un periodo determinado, es decir, que el flujo neto de caja es el saldo entre los ingresos y egresos de un periodo determinado. Está considerado como el método más simple de todos, y de poca utilidad práctica.

Los pozos horizontales representan una mayor producción de crudo por lo cual se espera que la recuperación de la inversión sea muy rápida como sucedió en la mayoría de los pozos a excepción del pozo SAC-174H el cual se cerró a pocos días de haber salido de la completación. Los valores detallados del flujo de caja para la vida de cada pozo se pueden ver en el Anexo 4. Cabe destacar que cuando los ingresos sean mayores que los egresos, se obtienen valores positivos lo que indica que se obtiene ganancias.

En la sección horizontal (Tabla 5.10), se puede ver que el flujo de caja es positivo para todos los proyectos con excepción de los pozos SSF-96H y SAC-174H.

El pozo SSF-96H fue puesto a producir en el año 2002 y cerrado en el año 2003 de la sección horizontal, al igual que el pozo SSF-102H, lo que hace más rentable al segundo es que éste tuvo un BSW más bajo que el primero, logrando un mayor caudal de petróleo y por ende un mayor ingreso.

Flujo de caja de la sección horizontal						
Pozo	Ingresos (M\$)	Egresos (M\$)				Fn (M\$)
		Inversión	C. Operación	C. de Mant.	Extras	
SSF-96H	3750,8	11700,99	186,1	388,5	30,9	-8555,69
SSF-102H	7418,5	4519,82	556,04	435,1	61,2	1846,34
SAC-175H	36283,7	7621,07	276,09	276,9	258,9	27850,74
SAC-173H	10202,2	6169,27	651,3	651,3	78,9	2651,43
SAC-171H	24486,1	5543,18	350,5	717	179,2	17696,22
SAC-163D	8278,6	6488,49	511,11	510,1	58	710,9
SAC-174D	0	9173,04	74,91	74,9	0	-9322,85
IDEAL	59757,237	7000	5367,9	276,9	427,5	47112,437

Tabla 5.10: Flujo de caja de la sección horizontal
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez

5.6.2. PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

Es el número de años que la empresa se tarda en recuperar la inversión. Este método selecciona aquellos proyectos cuyos beneficios permiten recuperar más rápidamente la inversión, es decir, cuanto más corto sea el período de recuperación de la inversión, mejor será el proyecto.

La formula del PRI se presenta de la siguiente forma:

$$PRI = T_1 + \frac{F_1 * (T_2 - T_1)}{F_1 + F_2} \dots\dots\dots (5.1)$$

Donde:

F_n: Flujo neto de caja actualizado.

T: Año de referencia

Usando la ecuación 5.1 desarrollamos la Tabla 5.11 en la que se ve reflejado el PRI para cada uno de los pozos de nuestro estudio.

Período de Recuperación de la Inversión							
Pozo	SSF-96H	SSF-102H	SAC-175H	SAC-173H	SAC171H	SAC-163H	IDEAL
Año 1	2	0	0	1	0	1	0
Año 2	3	1	1	2	1	2	1
PRI (años)	2,48	0,68	0,32	1,26	0,47	1,89	0.19

Tabla 5.11: Período de Recuperación de la Inversión
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez

Claramente de la tabla 5.11, se puede observar que el período de recuperación de la inversión de los pozos horizontales fue de 3 meses, como lo indica el

pozo ideal, lo cual no se vio reflejado llegando a recuperarse la inversión en 1 año y 11 meses como es el caso de pozo SAC-163H.

5.6.3. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El VAN es un procedimiento que permite calcular el valor presente, de ahí su nombre, de un determinado número de flujos de caja futuros. El método, además, descuenta una determinada tasa o tipo de interés igual para todo el período considerado. La obtención del VAN constituye una herramienta fundamental para la evaluación y gerencia de proyectos, así como para la administración financiera.

Las principales características del VAN son:

- El Valor Actual Neto surge de sumar los flujos de fondos actualizados de un proyecto de inversión.
- Mide la riqueza que aporta el proyecto medida en moneda del momento inicial.
- Para actualizar los flujos de fondos, se utiliza la tasa de descuento.
- La regla de decisión es la siguiente: o Aceptar los proyectos con $VAN > 0$ o Rechazar los proyectos con $VAN < 0$ o es indiferente aceptar o rechazar los proyectos con $VAN = 0$.
- Entre dos proyectos alternativos, se debe seleccionar el que tenga mayor VAN.
- Existe un único VAN para cada proyecto
- Considera todos los flujos de fondos del proyecto.
- Considera los flujos de fondos adecuadamente descontados.
- Mide la rentabilidad en términos monetarios.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Presente Neto es:

$$VAN = \sum_{n=0}^N \frac{I_n - E_n}{(1+i)^n} = \sum_n \frac{F_n}{(1+i)^n} \dots\dots\dots (5.2)$$

I_n representa los ingresos y E_n representa los egresos. E_n se toma como valor negativo ya que representa los desembolsos de dinero. N es el número de

períodos considerado (el primer período lleva el número 0, no el 1). El valor $I_n - E_n$ indica los flujos de caja estimados de cada período. El tipo de interés es i .

La tasa de interés que se ha escogido es de 15% anual con una tasa de inflación anual de 9%. Usando los valores anteriores se construye el Anexo 4. A continuación, como ejemplo se realizará el cálculo para el pozo SSF- 96H en el segundo año.

$$P_n = \frac{I_n - E_n}{(1+i)^n} = P_n = \frac{F_n}{(1+i)^n} \dots\dots\dots (5.3)$$

$$P_2 = \frac{F_2}{(1+i)^2} = \frac{3924450}{(1+0,24)^2} = 2552321$$

Donde:

P_n : Flujo de caja actualizado al año n .

Finalmente se puede decir que el van es la sumatoria de los flujos de caja actualizados para cada año. Esto se describe en la ecuación 5.4.

$$P_{total} = \sum_{n=0}^N P_n = VAN \dots\dots\dots(5.4)$$

Para la sección horizontal de cada uno de los pozos se puede ver que aunque el pozo SSF-175H ha producido durante toda su vida de la sección horizontal, el proyecto más rentable usando este método es el pozo SAC-171H. Este aspecto se da por la mayor caudal producido por este pozo. El resultado de la evaluación por el método del VAN en la sección horizontal se puede observar en la Tabla 5.12.

Valor Actual Neto (Sección horizontal)							
Pozo	SSF-96H	SSF-102H	SAC-175H	SAC-173H	SAC-171H	SAC-163H	IDEAL
Año inicio	2002	2002	2001	2001	2002	2002	0
Año cierre	2002	2002	2006	2005	2005	2005	4
VAN	-3920,2	3053,8	23750,2	3677,7	20233,3	5100,2	38226,6

Tabla 5.12: Valor Actual Neto (Sección horizontal)
Elaborado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez

El resultado hasta diciembre del 2006 del VAN para cada pozo se puede observar en Tabla 5.13. Debido a la baja producción y a los diversos trabajos realizados a los pozos, sobretodo de mantenimiento de la producción, apenas tres proyectos fueron rentables. La rentabilidad esperada de la sección horizontal de un pozo es un 30% mayor a la obtenida en proyecto de más alta rentabilidad.

Valor Actual Neto (Total)							
Pozo	SSF-96H	SSF-102H	SAC-175H	SAC-173H	SAC-171H	SAC-163H	IDEAL
VAN	-9816,38	23201,62	40515,43	-1836,71	30115,14	-3265,08	38226,6

Tabla 5.13: Valor Actual Neto (Total)

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez

5.6.4. TASA INTERNO DE RENTABILIDAD (TIR)

Se denomina Tasa Interna de Rentabilidad (T.I.R.) a la tasa de descuento que hace que el Valor Actual Neto (V.A.N.) de una inversión sea igual a cero. (V.A.N. =0).

Este método considera que una inversión es aconsejable si la T.I.R. resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor, y entre varias alternativas, la más conveniente será aquella que ofrezca una T.I.R. mayor.

La T.I.R. es un indicador de rentabilidad relativa del proyecto, por lo cual cuando se hace una comparación de tasas de rentabilidad interna de dos proyectos no tiene en cuenta la posible diferencia en las dimensiones de los mismos. Una gran inversión con una T.I.R. baja puede tener un V.A.N. superior a un proyecto con una inversión pequeña con una T.I.R. elevada.

A continuación se muestra la ecuación 5.5 con la que se puede calcular la TIR. Los resultados detallados de los mismos se observan en el Anexo 4.

$$VAN = 0 = \sum_n^N \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} \dots\dots\dots (5.5)$$

En el Anexo 4 se puede ver las TIR calculadas mediante la ecuación 5.5 para nuestros pozos de estudio.

La sección horizontal presenta una TIR elevada para el pozo ideal, no así para los pozos del proyecto, como se presenta en la tabla 5.14.

Tasa Interna de Rentabilidad de los Proyectos							
Pozo	SSF-96H	SSF-102H	SAC-175H	SAC-173H	SAC-171H	SAC-163H	IDEAL
TIR	27%	148%	258%	32%	159%	36%	239%

Tabla 5.14: Tasa Interna de Rentabilidad de los Proyectos

Elaborado por: Francisco Carvajal y Luís Ordóñez

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- En la tabla a continuación se presenta los principales objetivos geológicos para cada uno de las perforaciones horizontales al igual que los problemas que se dieron en las perforaciones.

Pozo	Objetivo primario	Objetivo secundario	Problemas
SSF-96H	"T" principal	Basal Tena, Napo "U"	Tubería pegada, tubería empaquetada, empaquetamiento y derrumbes,
SSF-102H	"T" principal	Basal Tena, Napo "U"	Tubería pegada.
SAC-175H	Hollín inferior	"T" superior, "U" superior	Tubería pegada, cementación deficiente.
SAC-173H	Hollín inferior	"T" superior, "U" superior	Empaquetamiento.
SAC-171H	Hollín inferior	"T" superior, "U" superior	Tubería pegada.
SAC-163D	Hollín inferior	"T" superior, "U" superior	Tubería empacada con pescado, cementación deficiente, tubería empacada y problemas de navegación.
SAC-174D	Hollín inferior	"T" superior, "U" superior	Cementación deficiente, Tubería pegada.

- El espesor del objetivo principal para el campo Shushufindi es lo suficientemente favorable para la realización de una buena navegación pues presenta un espesor promedio de 95 ft, no obstante para el campo Sacha se ve una gran dificultad ya que el objetivo principal no posee un buen espesor como promedio se tiene 20 ft.
- Es de vital importancia la delimitación exacta del contacto agua petróleo en los espesores antes mencionados pues esta permitirá de gran manera

definir el rango de navegación y alargar la producción de la sección horizontal.

- Los problemas suscitados en las perforaciones de los pozos horizontales en el campo Shushufindi y Sacha tienen lugar en formaciones constituidas principalmente por Lutita como son la Lutita "B" y la Basal Napo respectivamente la cual es fisil, a una profundidad entre los 9.300 y 9.700 ft con un espesor promedio de 20 a 100 ft, entre las profundidades de 9.000 ft a 10.000 ft de perforación entre 60° y 90°.
- El peso del lodo de aproximadamente 10.8 ppg y 10.5 ppg para Shushufindi y Sacha en las formaciones problemáticas respectivamente utilizados en los pozos horizontales no garantizó la estabilidad del hoyo, ya que, no pudo compensar las fuerzas normales y cizalladura existentes in situ.
- Optimizaríamos un 80% del tiempo perdido con la utilización del sistema de lodo Hydroguard ya que este lodo cumpliría con las necesidades planteadas, y el 20% restante del tiempo es debido a problemas mecánicos.
- El peso del lodo aproximado para generar el fracturamiento de las formaciones problemáticas en ambos campos es de 12 ppg.
- El método de perforación con casing ofrece reducir el tiempo de la perforación evitando parar la misma para correr el casing y aislando zonas problemáticas, pero se pueden presentar problemas de pega de tubería en zonas desviadas, ya que, disminuye la distancia entre el casing y la pared de la formación.
- El uso del Bent no permite la limpieza eficiente de los ripios de perforación pues este solo actúa cuando la sarta de perforación se encuentra deslizando.

- Los pozos horizontales del campo Shushufindi presentan la mayor cantidad de Workover (3 WO), siendo el primer trabajo de re-acondicionamiento el usado para cerrar la sección horizontal y punzonar objetivos secundarios.
- En la siguiente tabla se resume los gastos planeados y reales de las perforaciones horizontales así como también la producción de la zona horizontal.

Pozo	Planeado	Inversión	Recuperación H
SSF-96H	\$ 5'277,825	\$ 11'700,993	\$ 3'750,800
SSF-102H	\$ 6'469,080	\$ 4'519,824	\$ 7'418,500
SAC-175H	\$ 4'987,205	\$ 7'521,071	\$ 36'283,700
SAC-173H	\$ 6'057,968	\$ 6'169,119	\$ 10'202,200
SAC-171H	\$ 6'136,286	\$ 5'543,186	\$ 24'486,100
SAC-163D	\$ 5'833,035	\$ 6'488,488	\$ 8'278,600
SAC-174D	\$ 6'417,444	\$ 9'173,041	\$ 0

Se observa que los gastos fueron mucho mayores a los planeados excepto en los pozos SSF-102H y en el SAC-171H, además observando los datos de producción horizontal, estos no cumple la expectativa de la inversión. $PH = 3 \cdot PV$.

Los datos de Recuperación H son de la sección horizontal del pozo.

- En la tabla a continuación se puede observar la rentabilidad de cada uno de los pozos horizontales, observando que 3 de estos no fueron.

Tasa Interna de Rentabilidad de los Proyectos							
Pozo	SSF-96H	SSF-102H	SAC-175H	SAC-173H	SAC-171H	SAC-163H	IDEAL
TIR	27%	148%	258%	32%	159%	36%	239%

6.2 RECOMENDACIONES

- Estudio integral de mecánica de rocas antes de perforar pozos Horizontales.
- La contratación de este tipo de perforaciones debe tener un margen de responsabilidad con la compañía de servicios en virtud que para la estatal es tecnología relativamente nueva.

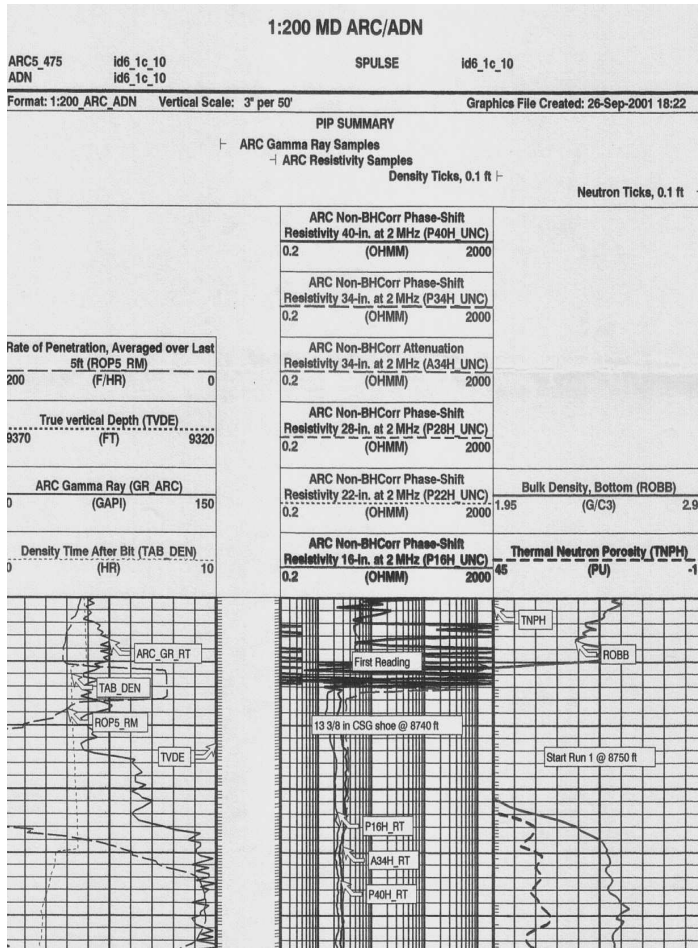
- Utilizar un peso del lodo aproximado en la sección de 8 ½” en el campo Shushufindi de 11.6 ppg y de 11.5 ppg para Sacha con las cuales se equilibran las fuerzas in situ.
- Utilizar el sistema de fluidos de perforación (Hydroguard) ya que posee un rango de 11.4 ppg a 11.6 ppg, brindando mayor estabilidad del hoyo en secciones horizontales y de ángulo elevado.
- Realizar una limpieza de la sección horizontal previo a la puesta en producción siempre y cuando se haya perforado esta sección con el lodo recomendado (Hydroguard) ya que este posee una alta filtración hacia la arena.
- La utilización de un BHA constituido por herramientas direccionales y la broca de control direccional sumado a la utilización del sistema de lodo Hydroguard.
- Incorporar herramientas de control direccional como Power Drive o Geopilot en la navegación para obtener mayor control en la generación de patas de perro y una mayor limpieza ya que estas herramientas pueden actuar conjuntamente con la sarta en rotación.
- Bajar un viaje con un BHA's de limpieza antes de realizar una cementación no planificada (Sidetrack) y revisar la cantidad de sólidos presentes en superficie con la finalidad de verificar el diámetro aproximado del hueco a ser cementado.
- El costo de la herramienta direccional de perforación rotatoria a pesar de ser costosa al superar en cuatro veces al uso del Bent, evita problemas en la perforación haciendo que se disminuya los días de operaciones y consecuentemente se tiene un ahorro.

- El uso de lodos de perforación base aceite, teóricamente sería lo más recomendable en la perforación de pozos horizontales, ya que, permiten mayor lubricación evitando continuas pegas, pero el tratamiento en superficie de los mismos conlleva a una mayor inversión y posibles problemas ambientales.
- Explorar y desarrollar reservas que sean factibles de pozos horizontales en virtud que estos fueron hechos en zonas ya drenadas pues las producciones horizontales fueron bajas.

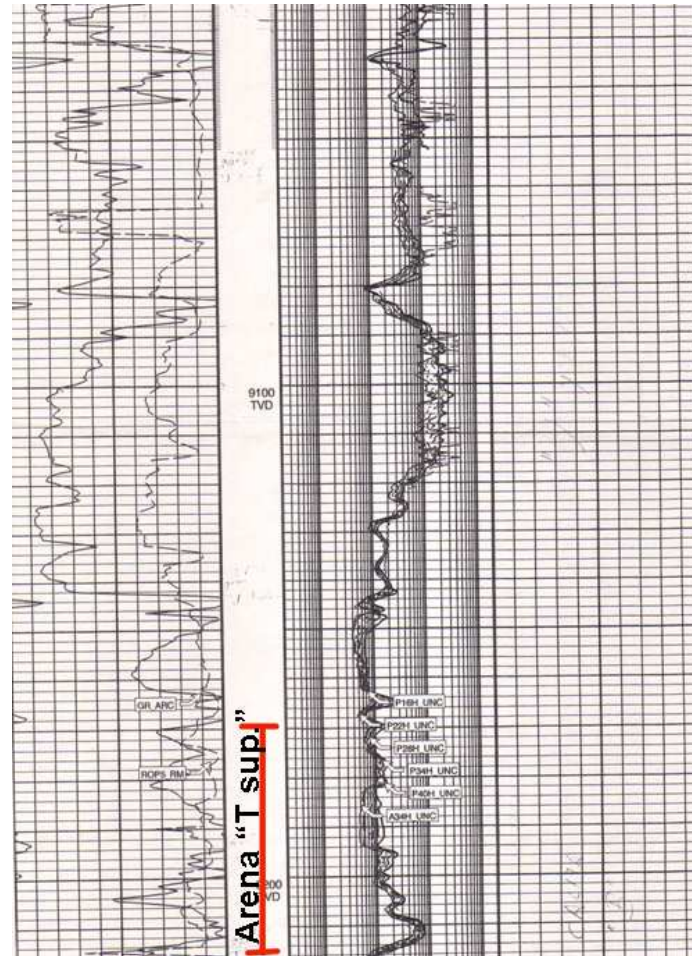
ANEXOS

ANEXO 1

POZO SSF-96H

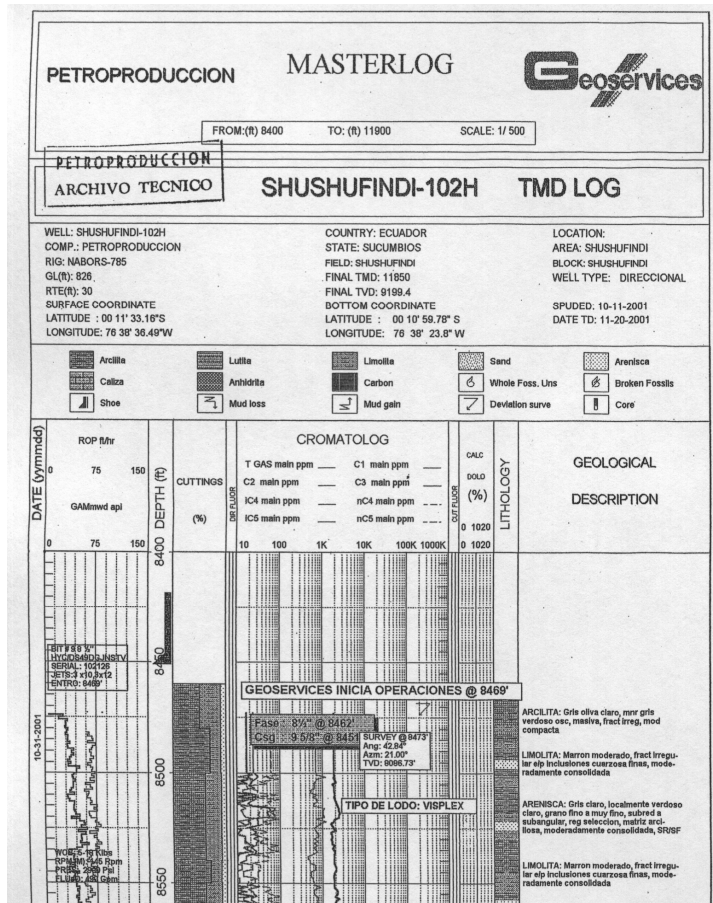


Escalas del Registro

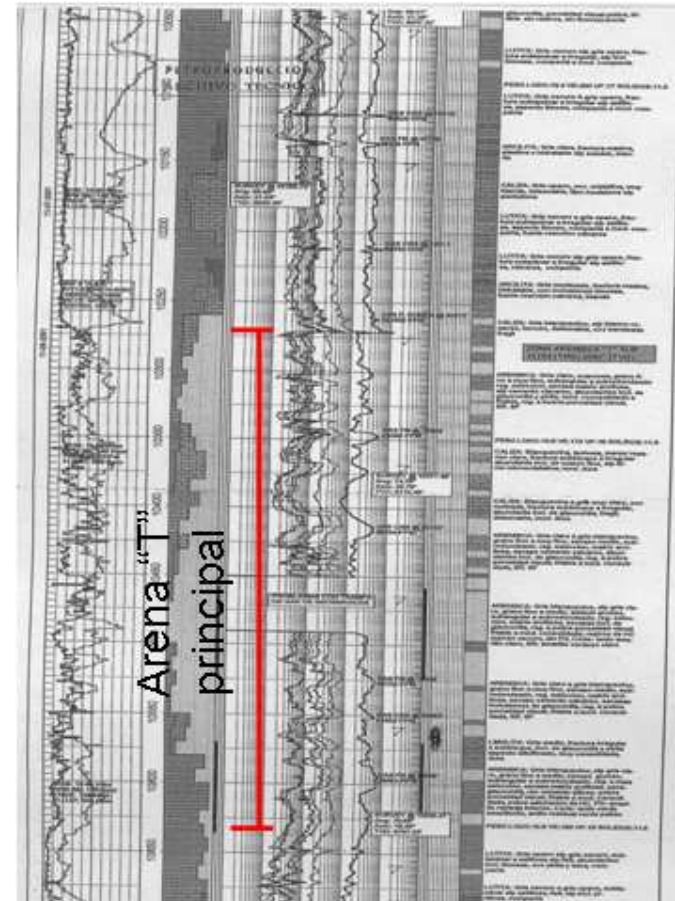


Objetivo de la Sección Horizontal

POZO SSF-102H

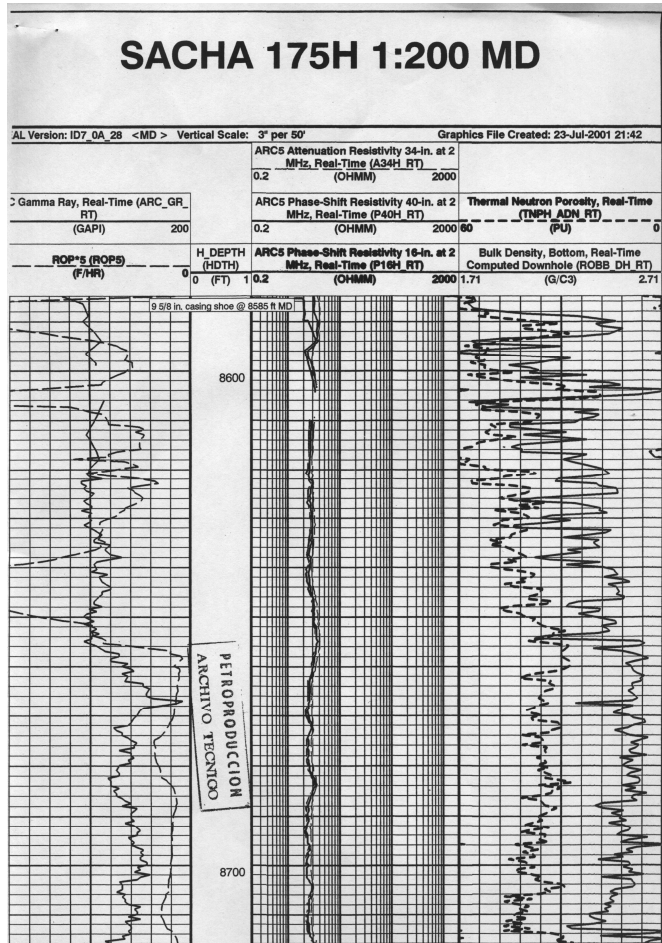


Escalas del Registro

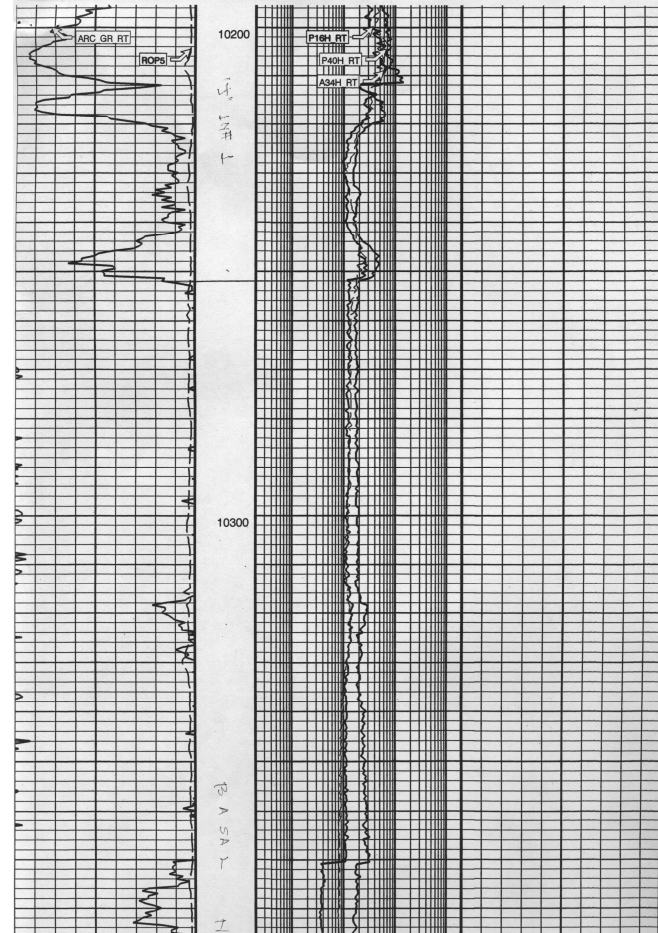


Objetivo de la Sección Horizontal

POZO SAC-175H

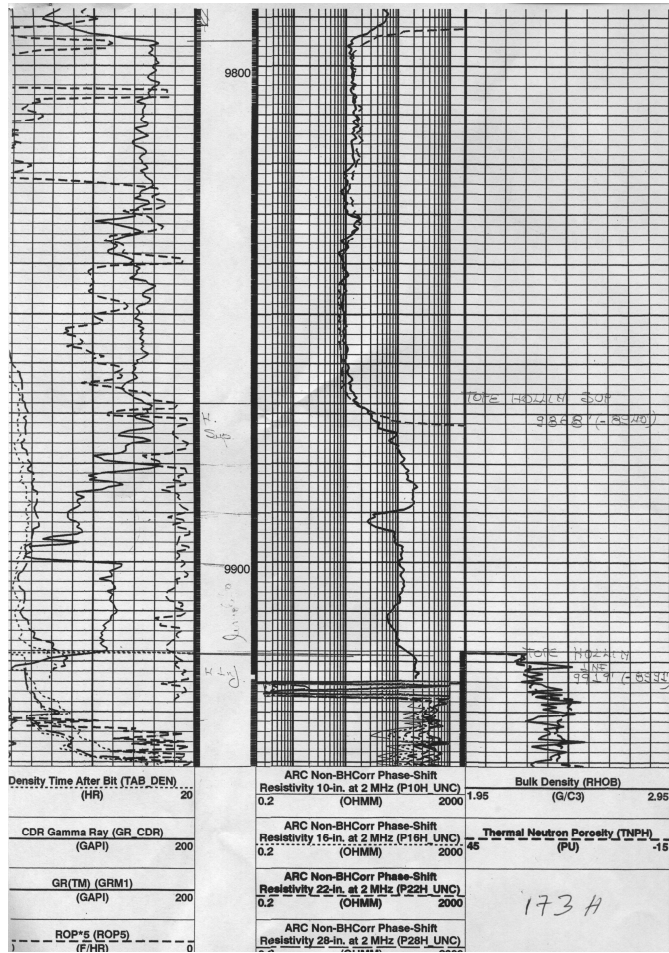


Escalas del Registro

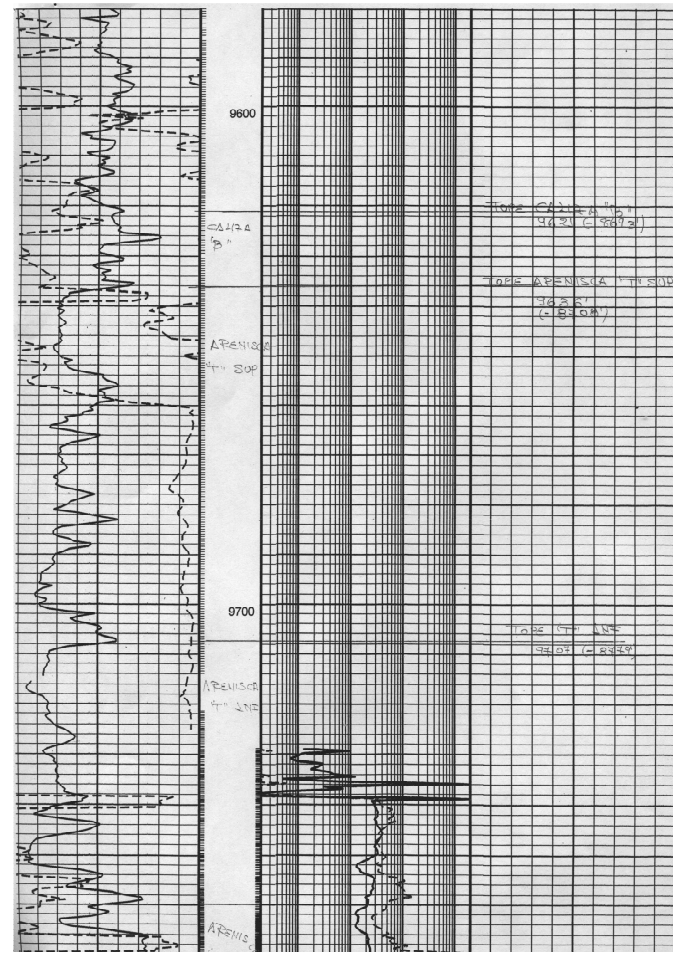


Objetivo de la Sección Horizontal

POZO SAC- 173H

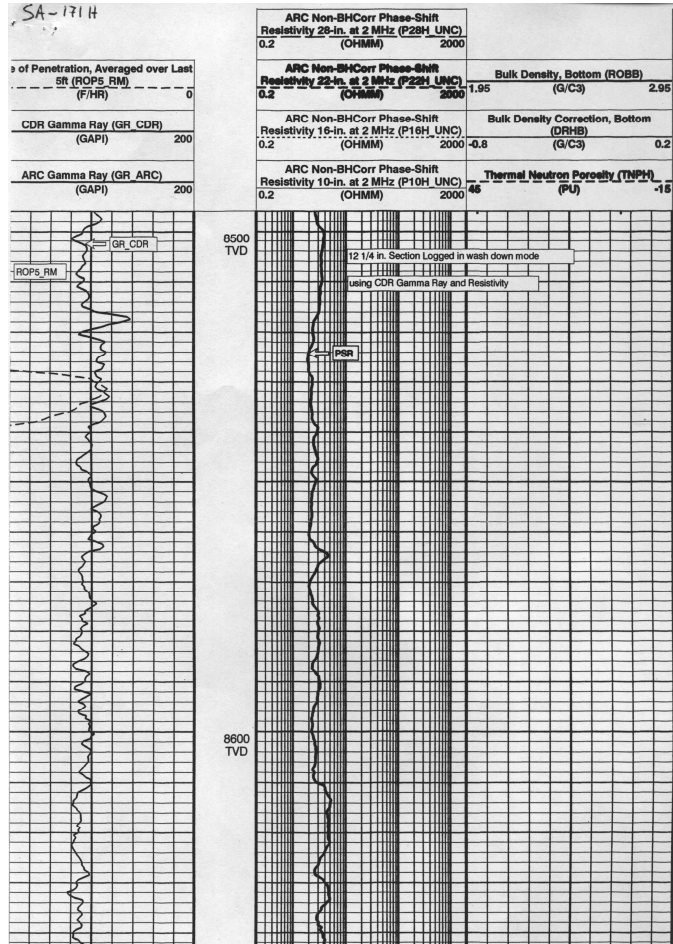


Escalas del Registro

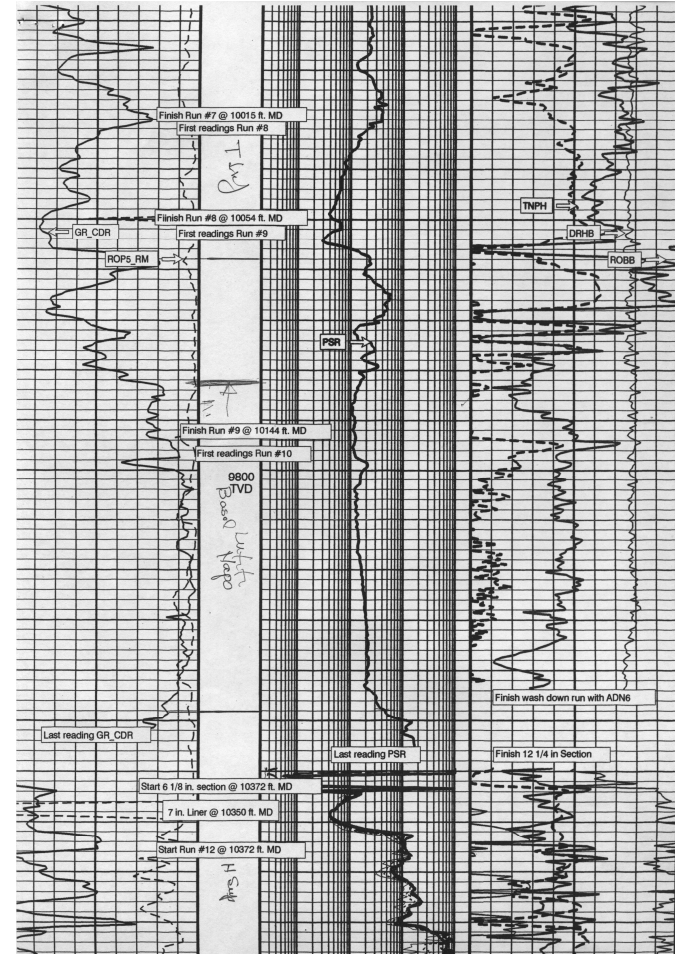


Objetivo de la Sección Horizontal

POZO SAC- 171H

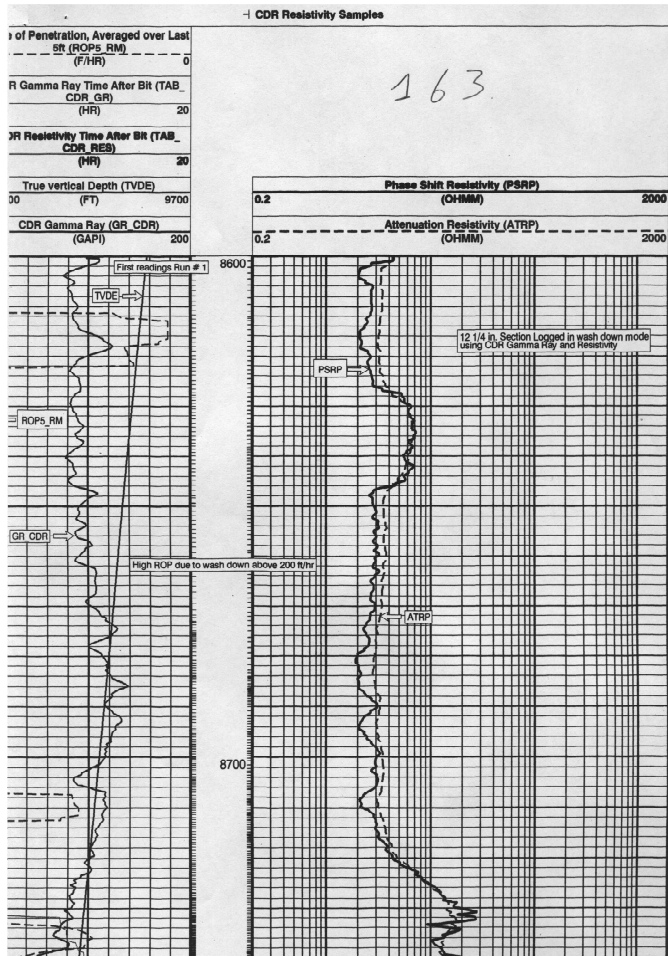


Escalas del Registro

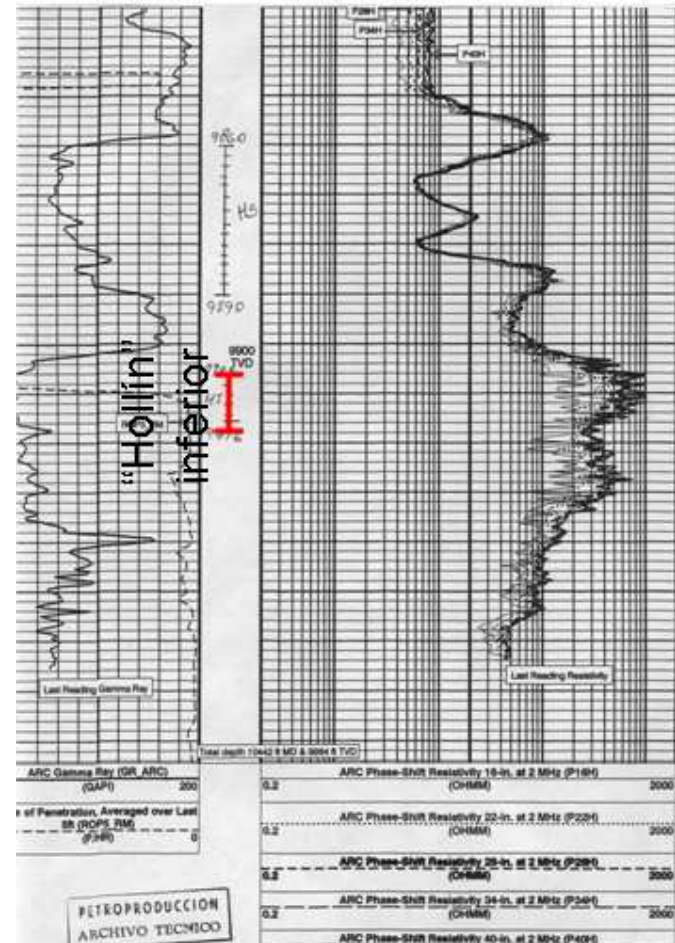


Objetivo de la Sección Horizontal

POZO SAC - 163D



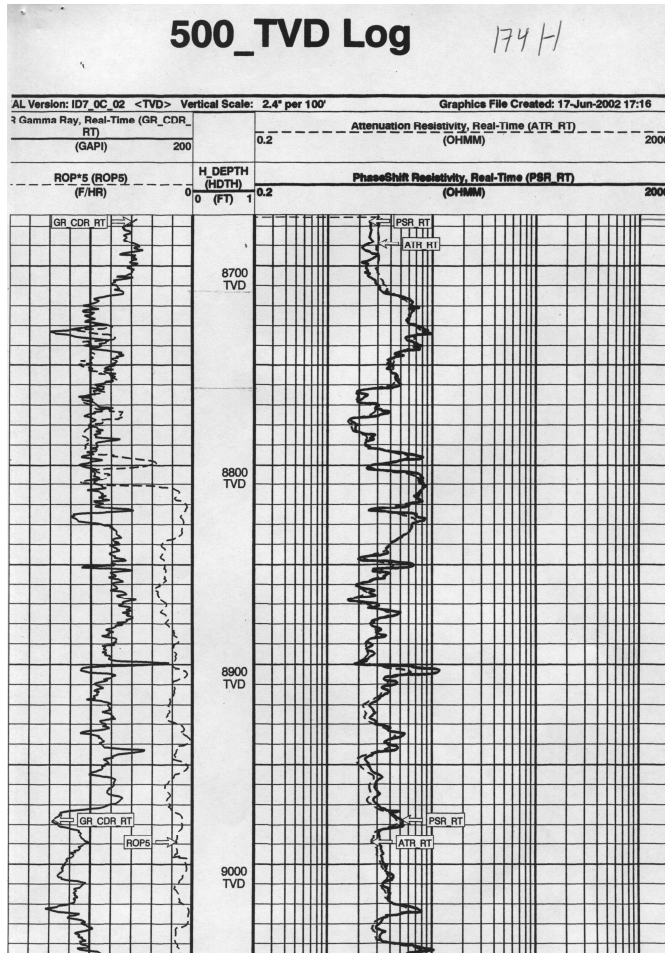
Escalas del Registro



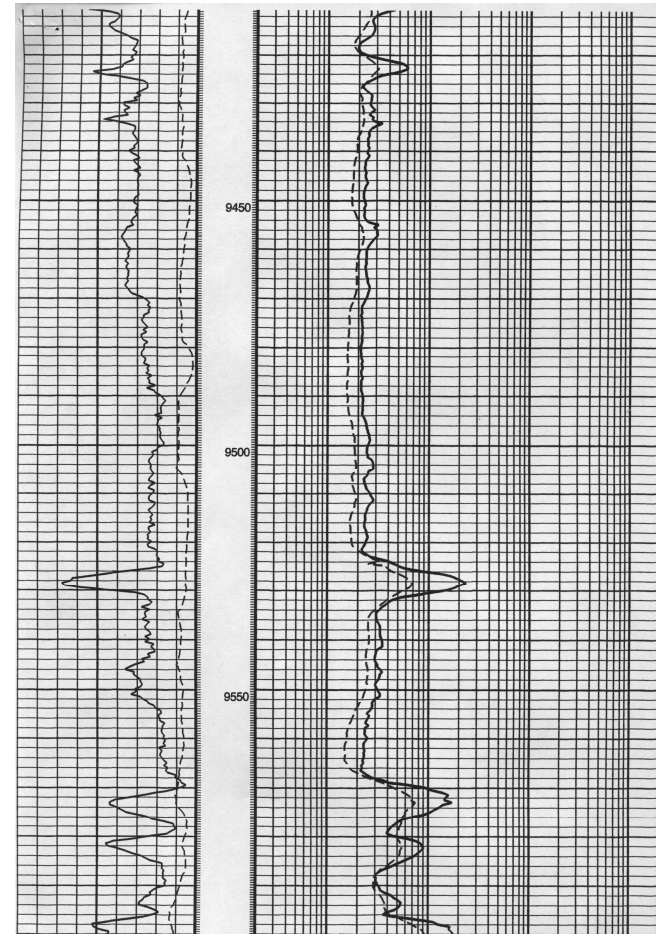
Objetivo de la Sección Horizontal

PETROPRODUCCION
ARCHIVO TECNICO

POZO SAC-174D



Escalas del Registro



Objetivo de la Sección Horizontal

ANEXO 2

Arenas		Pozos 96H																			
		SSF-96H				SSF-84				SSF-12B				SSF-89				SSF-73			
		Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	H (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	H (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)
Basal tena	Tope	8290	17	--	--	8304	8	--	--	8405	16	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--
	Base	8307				8312				8421				--	--	--	--	--	--	--	--
Arena Usup	Tope	9030	107	--	--	9071	35	--	--	9031	37	--	16,1	9079	24	--	15	9006	34	--	--
	Base	9137				9106				9068				9103				9040			
Arena Uinf	Tope	9139	52	250	--	9122	20	--	17,5	9145	60	--	15,7	9116	16	47,9	21	9056	51	109	18
	Base	9191				9142				9205				9132				9117			
Arena T	Tope	9207	130	190	--	9321	39	--	18,6	9365	55	464	14,4	9306	81	848	18	9290	16	--	20
	Base	9337				9360				9420				9387				9306			

Pozo SSF -96H.

Arenas		Pozos 102H															
		SSF-102H				SSF-93				SSF-77				SSF-90			
		Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)
Basal tena	Tope	8207	12	--	--	-	-	--	--	8250	12	--	--	8290	17	--	--
	Base	8219				-				8262				8307			
Arena Usup	Tope	8871	15	319		8920	8	--	12,8	8961	35	211		9030	107	--	--
	Base	8886				8928				8996				9137			
Arena Uinf	Tope	8943	55	435		8934	12	--	20	9005	60	22	17,8	9139	52	--	18,3
	Base	9998				8942				9065				9191			
Tsup	Tope	9087	40	--	--	9206	24	--	12	9235	65	180	24,6	9164	34	--	23,5
	Base	9127				9240				9300				9198			
Tinf	Tope	9182	23	--	--	-	-		20,7	-	--	--	18,2	9234	66	--	--
	Base	9205				-				-				9300			

Pozo SSF-102H.

Arenas		Pozos 175H															
		SAC-175H				SAC-93				SAC-53				SAC-170			
		Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)
Basal tena	Tope	8715	45	--	--	8730	7	--	--	--	--	--	--	8715	11	--	--
	Base	8755				8737				--				8726			
Arena Usup	Tope	9456	26	--	--	9476	24	239	13	9500	22	247	18	9506	14	--	--
	Base	9482				9500				9522				9520			
Arena Uinf	Tope	9502	40	--	--	9504	14	--	--	9563	11	--	--	9536	10	--	--
	Base	9542				9518				9574				9546			
Tsup	Tope	9655	15	--	--	9676	8	--	--	9639	7	--	--	9732	24	280	15
	Base	9670				9684				9646				9756			
Arena T inf	Tope	9704	25	--	--	9720	36	293	13	9664	38	--	--	9767	16	--	--
	Base	9729				9756				9702				9782			
Hollin sup	Tope	9894	20	110	16	9870	36	--	--	9906	6	--	--	9918	36	--	--
	Base	9912				9906				9912				9954			
Hollin inf	Tope	9914	32	--	--	9912	38	243	16	9916	26	25	17	9958	30	216	18
	Base	9946				9940				9942				10028			

Pozo SAC-175H

Arenas		Pozos 173H															
		SAC-173H				SAC-175H				SAC-170				SAC-94			
		Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)
Basal tena	Tope	8732	18	--	--	8715	40	--	--	8715	11	--	--				
	Base	8750				8755				8726							
Arena Usup	Tope	9450	33	--	--	9456	35	--	--	9506	14	--	--	9437	12	--	--
	Base	9483				9482				9520				9449			
Arena Uinf	Tope	9491	19	--	--	9502	20	--	--	9536	10	--	--	9489	38	--	12,2
	Base	9510				9542				9546				9527			
Arena Tsup	Tope	9638	15	--	--	9655	15	--	--	9732	24	280	15	9632	79	--	--
	Base	9653				9670				9756				9711			
Arena Tinf	Tope	9708	87	--	--	9704	25	--	--	9767	15	--	--	9732	23	--	10,8
	Base	9795				9729				9782				9755			
Hollín sup	Tope	9868	22	--	--	9894	18	110	16	9918	36	--	--	9870	26	--	12
	Base	9890				9912				9954				9896			
Hollín inf	Tope	9919	21	--	--	9914	32	--	--	9958	70	216	18	--	--	--	19
	Base	9940				9946				10028				--			

Pozo SAC-173H

Arenas		Pozos 171H															
		SAC-171H				SAC-148				SAC-170				SAC-173			
		Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)
Basal tena	Tope	--	--	--	--	--	--	--	8715	11	--	--	8732	18	--	--	
	Base	--	--	--	--	--	--	8726	8750								
Arena Usup	Tope	9422	34	--	--	9410	35	--	--	9506	14	--	--	9450	33	--	--
	Base	9456				9416				9520				9483			
Arena Uinf	Tope	9465	35	--	--	9470	20	48	18	9536	10	--	--	9491	19	--	--
	Base	9500				9508				9546				9510			
Arena Tsup	Tope	9608	77	--	--	9616	84	--	--	9732	24	280	15	9638	15	--	--
	Base	9685				9700				9756				9653			
Arena Tinf	Tope	9695	63	--	--	9738	19	--	--	9767	15	--	--	9708	87	--	--
	Base	9758				9757				9782				9795			
Hollín sup	Tope	9850	20	--	--	9864	36	--	10	9918	36	--	--	9868	22	--	--
	Base	9870				9900				9954				9890			
Hollín inf	Tope	9904	10	4885	18	9911	34	2406	18	9958	70	216	18	9919	21	--	--
	Base	9914				9945				10028				9940			

Pozo SAC-171H.

Arenas		Pozos 163H																			
		SAC-163H				SAC-173H				SAC-171H				SAC-148				SAC-175H			
		Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)
Basal tena	Tope	8699		--	--	8732		--	--	8702		--	--	--	--	--	--	8715	45	--	--
	Base	8740	41			8750	18			8730	28			--	--	--	--	8755			
Arena Usup	Tope	9441		--	--	9450		--	--	9422		--	--	9410	6	--	--	9456	26	--	--
	Base	9460	59			9483	23			9456	33			9416				9482			
Arena Uinf	Tope	9471		--	--	9491		--	--	9465		--	--	9470	38	48	18	9502	40	--	--
	Base	9510	29			9501	10			9500	35			9508				9542			
Tsup	Tope	9608		--	--	9638		--	--	9608		--	--	9616	84	--	--	9655	15	--	--
	Base	9668	60			9653	15			9685	77			9700				9670			
Arena T inf	Tope	9676		--	--	9708		--	--	9695		--	--	9738	19	--	--	9704	25	--	--
	Base	9738	62			9795	87			9758	63			9757				9729			
Hollin sup	Tope	9860	30	--	--	9868		--	--	9850		--	--	9864	36	--	10	9894	20	110	16
	Base	9890				9890	22			9870	20			9900				9912			
Hollin inf	Tope	9906	10	1290	16	9919		--	--	9904		--	--	9911	31	2406	18	9914	32	--	--
	Base	9916				9940	21			9914	10	4885	18	9945				9946			

Pozo SAC-163H

Arenas		Pozos 174H											
		SAC-174H				SAC-175H				SAC-170			
		Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)	Prof (ft)	h (ft)	K (md)	Ø (%)
Basal tena	Tope	--	--	--	--	8715	40	--	--	8715	11	--	--
	Base	--				8755				8726			
Arena Usup	Tope	9458	46	--	--	9456	35	--	--	9506	14	--	--
	Base	9504				9482				9520			
Arena Uinf	Tope	9516	34	101,9	13	9502	20	--	--	9536	10	--	--
	Base	9550				9542				9546			
Arena Tsup	Tope	9665	70	--	--	9655	15	--	--	9732	24	280	15
	Base	9735				9670				9756			
Arena Tinf	Tope	9743	--	--	--	9704	25	--	--	9767	15	--	--
	Base	--				9729				9782			
Hollín sup	Tope	--	--	--	--	9894	20	110	16	9918	36	--	--
	Base	--				9914				9954			
Hollín inf	Tope	--	--	--	--	9914	32	--	--	9958	70	216	18
	Base	--				9946				10028			

Pozo SAC-174H.

ANEXO 3

Anexo 3a.

Informe del ensamble de fondo. (BHA)				
BHA N°	11	Corrida N°		1
Componentes	OD (in)	ID (in)	Conec (in)	longitud (ft)
12 1/4" Bit	12,25	3,75	6 5/8 REG	1,08
Bit sub	8	3,13	6 5/8 REG	4,12
2 DC	8	3	6 5/8 REG	60,65
Cross over	6,75	3	6 5/8 REG	2,29
6 1/2" Drill collar	6,31	2,13	4 1/2 XH	30,91
Cross over	6,25	2,13	4 1/2 XH	3,6
11-5" HW	5	3	4 1/2 IF	332,76
Hydraulic Jar	6,5	2,25	4 1/2 IF	32,54
15-5" HW	5	3	4 1/2 IF	452,26
Long del BHA (ft)				920,21
Peso del BHA (lbf)				42000
Horas Martillo:	-	Hrs:		-
Horas motor de fondo:	-			

Anexo 3b.

Informe del ensamble de fondo. (BHA)				
BHA N°		Corrida N°		
Componentes	OD (in)	ID (in)	Conec (in)	longitud (ft)
PDC bit	12 1/4	3 3/4	-	0,89
A800XP (1,15°)	8	3 3/4	6 5/8 REG	29,15
Float sub W/6R	8	3 3/4	6 5/8 REG	2,84
Power pulse	8 1/4	3 3/4	6 5/8 REG	27,64
X/O	8	2 3/4	4 1/2 IF	2,74
X/O doble pin	8	2 7/8	5 1/2 FH	1,68
ADN6	9 5/8	5 1/8	4 1/2 IF	20,17
8 HWDP	6 1/2	3	4 1/2 IF	243,4
Hydraulic JAR	6 3/4	13/16	4 1/2 IF	32,6
14 HWDP	6 1/2	3	4 1/2 IF	425,19
Long del BHA (ft)				786,4
Peso del BHA (lbf)				55000
Horas Martillo 1:	109	Hrs Mwd:		87
Horas motor de fondo:	-			

Anexo 3c.

Informe del ensamble de fondo. (BHA)				
BHA N°	Corrida N°			
Componentes	OD (in)	ID (in)	Conec (in)	longitud (ft)
Broca triconica	8,5		4,5 REG	0,87
Motor A675-GST	6,75	5,5	4,5 REG	30,33
Float sub.	6,75	2,81	4,5 IF	3,01
Pony Monel	6,63	2,81	4,5 IF	11,98
Cross Over	6,88	3,38	4,5 IF	1,62
MWD power pulse	6,75	5,11	5,5 FH	33,25
NM flex Monel.	6,24	3	4,5 IF	31,05
HWDP - 5"				5
Herramientas dejadas como pescado				117,07'
Long del BHA (ft)				234,14
Peso del BHA (lbf)				9987,1
Horas Martillo:	66,5		Hrs:	23
Horas motor de fondo:	23			

Anexo 3d.

Informe del ensamble de fondo. (BHA)				
BHA N° limpieza	Corrida N°			
Componentes	OD (in)	ID (in)	Conec (in)	longitud (ft)
Broca triconica	8,5	-	4,5 REG	0,86
Bit sub	-	-	4,5 REG	3,13
Drill collar 6 1/2" (12 jets)	6,75	-	4,5 IF	359,61
HWDP - 5" (5jets)	5	-	4,5 IF	152,54
JAR	6,5	-	4,5 IF	32,51
HWDP 5" (25 jets)	5	-	4,5 IF	764,42
Long del BHA (ft)				1313,07
Peso del BHA (lbf)				
Horas Martillo:	Hrs:			
Horas motor de fondo:				

Anexo 3e.

Informe del ensamble de fondo. (BHA)				
BHA N° packer de prueba	Corrida N°			
Componentes	OD (in)	ID (in)	Conec (in)	longitud (ft)
Packer positrieve	8,31	3,5	3,5 IF	8,94
Cross over	6,5	2,88	3,5 IF	3,68
Drill collar 6 1/2" (12 jets)	6,75	-	4,5 IF	359,61
HWDP - 5" (5jets)	5	-	4,5 IF	916,96
Long del BHA (ft)				1289,19
Peso del BHA (lbf)				
Horas Martillo:	Hrs:			
Horas motor de fondo:				

Anexo 3f.

Informe del ensamblaje de fondo. (BHA)				
BHA N° Retenedor cemento.		Corrida N°		1
Componentes	OD (in)	ID (in)	Conec (in)	longitud (ft)
Retenedor / setting tool	-	-	3,5 EUE	2,54
Cross over / centraliz	6,5	-	3,5 IF	1,1
Cross over	6,5	-	3,5 IF	3,68
Drill collar 6 1/2 " (12 jets)	6,5	-	4,5 IF	359,61
HWDP 5" (5 jets)	5	-	4,5 IF	916,96
Long del BHA (ft)				1283,89
Peso del BHA (lbf)				
Horas Martillo:			Hrs:	
Horas motor de fondo:				

Anexo 3g.

Informe del ensamblaje de fondo. (BHA)				
BHA N° Retenedor cemento.		Corrida N°		1
Componentes	OD (in)	ID (in)	Conec (in)	longitud (ft)
Broca tricónica	8,5	-	4,5 REG	0,85
Bit sub	6,5	2,88	4,5 REG	3,13
Drill collar 6 1/2 " (12 jets)	6,5	2,88	4,5 IF	359,61
HWDP 5" (5 jets)	5	3	4,5 IF	152,54
Martillo	6,5	2,25	4,5 IF	32,51
HWDP 5" (25 jets)	5	3	4,5 IF	764,42
Long del BHA (ft)				1313,06
Peso del BHA (lbf)				
Horas Martillo:			Hrs:	
Horas motor de fondo:				

ANEXO 4

POZO SSF-96H	AÑO	INVERSION M(\$)	BARRILES PRODUCIDOS M(BLS)	PRECIO POR BARRIL (\$)	INGRESOS M (\$)	COSTO DE MANTENIMIENTO M(\$)	FLUJO DE CAJA F(\$)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO 24%F (\$)	VAN
	0	11700,99	199,20	21,82	4346,54	0,00	-7354,45	-7354,4	-7354,45
	1	0,00	85,14	25,66	2184,69	500,63	1684,06	1358,1	-11927,34
	2	0,00	119,22	30,13	3592,10	0,00	3592,1	2336,1	-13278,99
	3	0,00	158,58	41,01	6503,37	500,63	6002,74	3102,4	-11220,66
	4	0,00	107,01	46,71	4998,44	500,63	4497,81	1902,45	-7658,27

POZO SSF-102H	AÑO	INVERSION M(\$)	BARRILES PRODUCIDOS M(BLS)	PRECIO POR BARRIL (\$)	INGRESOS M (\$)	COSTO DE MANTENIMIENTO M(\$)	FLUJO DE CAJA F(\$)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO 24%F (\$)	VAN
	0	4519,82	0,00	19,16	0,00	0,00	-4519,82	-4519,82	-4519,82
	1	0,00	339,99	21,82	7418,58	0,00	2898,76	2337,71	-2182,12
	2	0,00	115,35	25,66	2959,88	500,63	5358,01	3484,66	1302,54
	3	0,00	233,28	30,13	7028,73	0,00	12386,74	6496,68	7799,23
	4	0,00	250,71	41,01	10281,62	500,63	22167,72	9376,36	17175,59
5	0,00	154,02	46,71	7194,27	0,00	29362,00	10015,60	27191,19	

POZO SAC-175H	AÑO	INVERSION M(\$)	BARRILES PRODUCIDOS M(BLS)	PRECIO POR BARRIL (\$)	INGRESOS M (\$)	COSTO DE MANTENIMIENTO M(\$)	FLUJO DE CAJA F(\$)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO 24%F (\$)	VAN
	0	7621,07	204,12	19,16	3910,94	0,00	-3710,13	-3710,13	-3710,13
	1	0,00	663,90	21,82	14486,30	0,00	10776,17	8690,46	4980,33
	2	0,00	279,87	25,66	7181,46	0,00	17957,63	11679,00	16659,33
	3	0,00	146,49	30,13	4413,74	0,00	22371,38	11733,50	28392,83
	4	0,00	87,07	41,01	3570,74	500,63	25441,49	10761,08	39153,91
5	0,00	51,12	46,71	2387,82	0,00	27829,30	9492,79	48646,70	

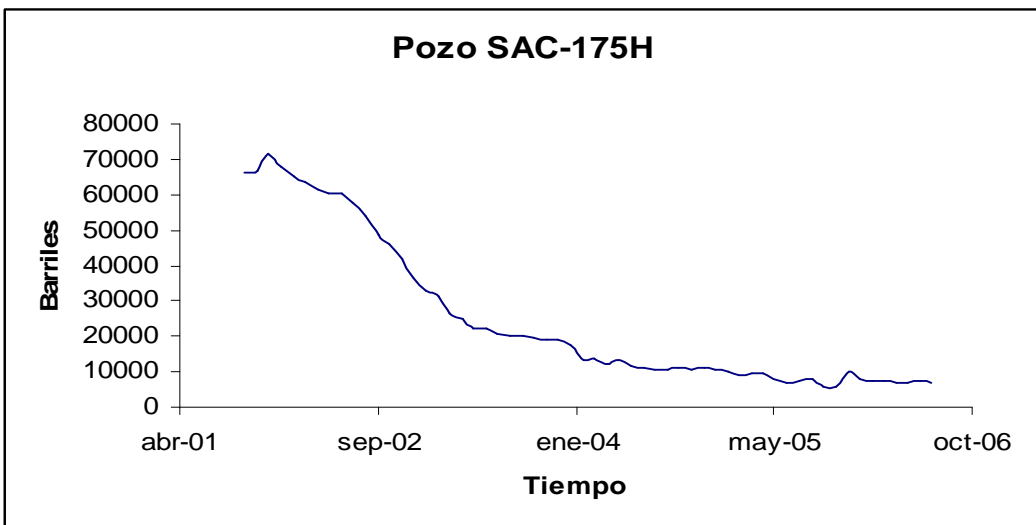
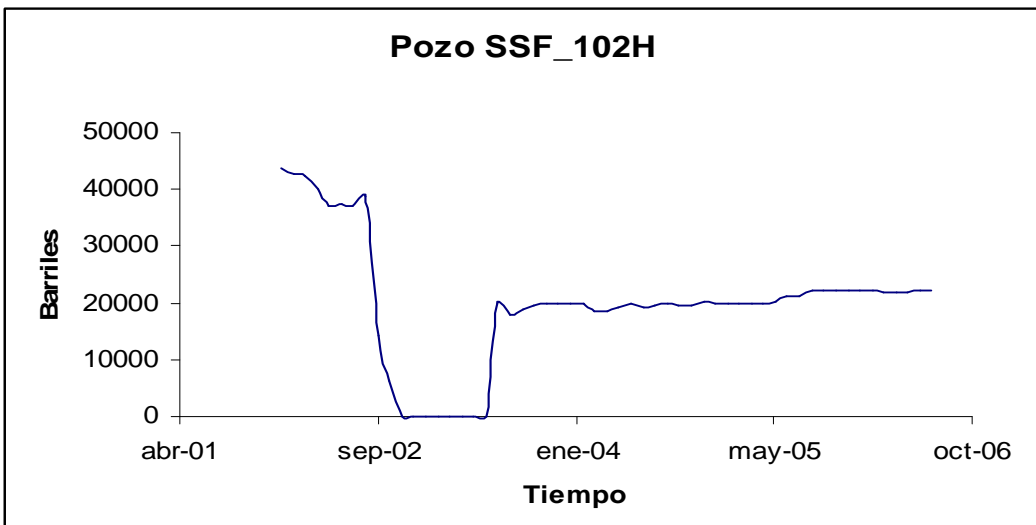
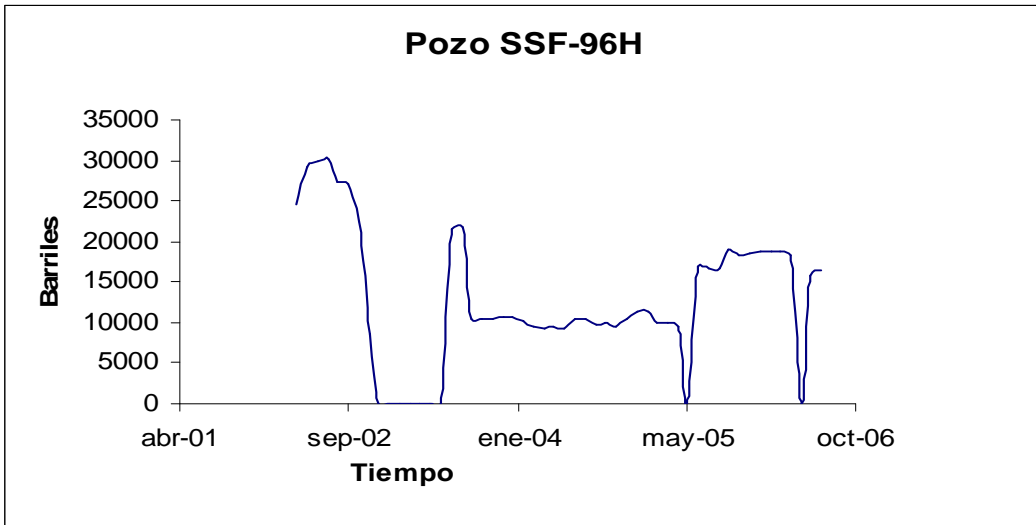
POZO SAC-173H	AÑO	INVERSION M(\$)	BARRILES PRODUCIDOS M(BLS)	PRECIO POR BARRIL (\$)	INGRESOS M (\$)	COSTO DE MANTENIMIENTO M(\$)	FLUJO DE CAJA F(\$)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO 24%F (\$)	VAN
	0	6169,12	90,15	19,16	1727,27	0,00	-4441,85	-4441,85	-4441,85
	1	0,00	214,86	21,82	4688,25	0,00	246,40	198,71	-4243,14
	2	0,00	81,90	25,66	2101,55	0,00	2347,95	1527,03	-2716,11
	3	0,00	42,45	30,13	1279,02	0,00	3626,97	1902,30	-813,81
	4	0,00	8,90	41,01	364,99	500,63	3491,33	1476,74	662,93
	5	0,00	0,00	46,71	0,00	0,00	0,00	0,00	662,93

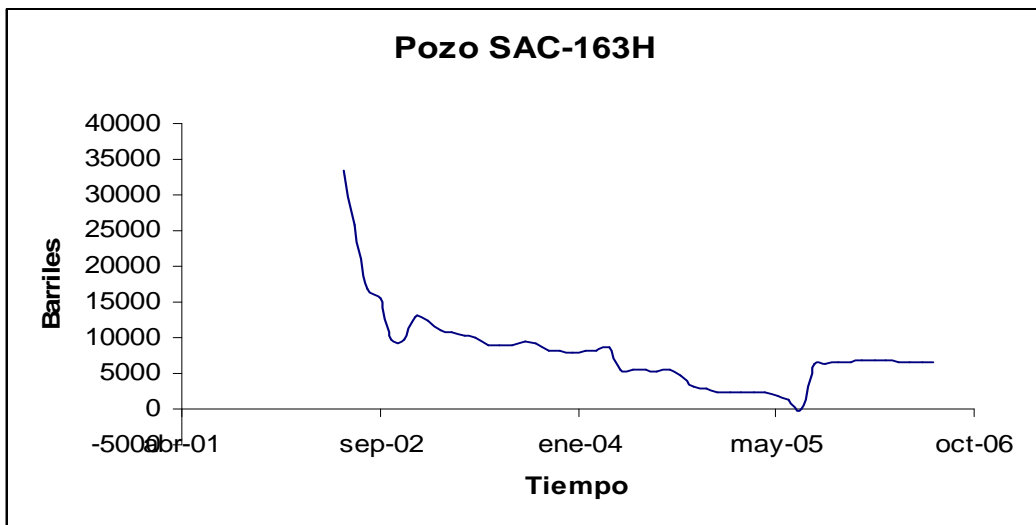
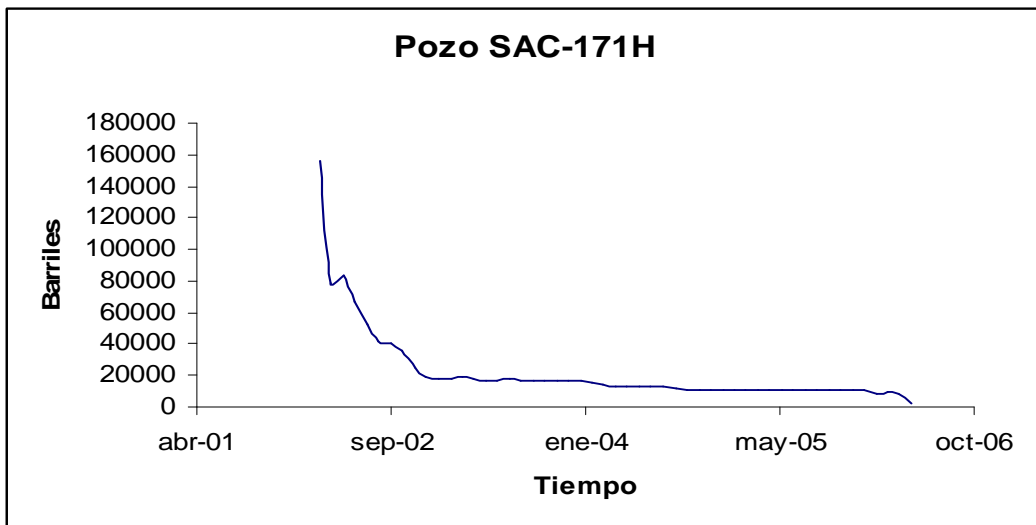
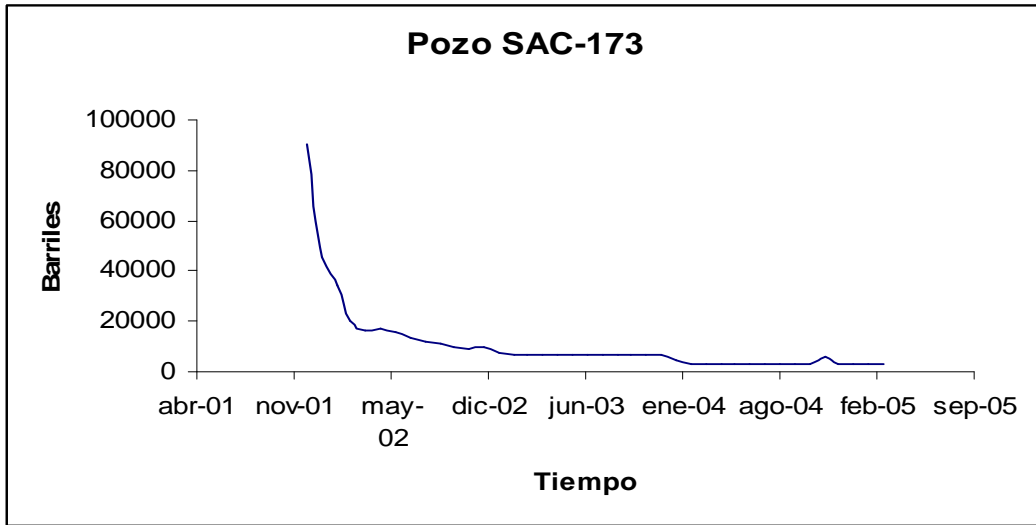
POZO SAC-171H	AÑO	INVERSION M(\$)	BARRILES PRODUCIDOS M(BLS)	PRECIO POR BARRIL (\$)	INGRESOS M (\$)	COSTO DE MANTENIMIENTO M(\$)	FLUJO DE CAJA F(\$)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO 24%F (\$)	VAN
	0	5543,18	0,00	19,16	0,00	0,00	-5543,18	-5543,18	-5543,18
	1	0,00	597,90	21,82	13046,18	0,00	7503,00	6050,80	507,62
	2	0,00	206,70	25,66	5303,92	0,00	12806,92	8329,16	8836,79
	3	0,00	155,76	30,13	4693,05	0,00	17499,97	9178,51	18015,30
	4	0,00	126,63	41,01	5193,10	0,00	22693,07	9598,57	27613,87
	5	0,00	39,00	46,71	1821,69	500,63	24014,13	8191,40	35805,27

POZO SAC-163H	AÑO	INVERSION M(\$)	BARRILES PRODUCIDOS M(BLS)	PRECIO POR BARRIL (\$)	INGRESOS M (\$)	COSTO DE MANTENIMIENTO M(\$)	FLUJO DE CAJA F(\$)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO 24%F (\$)	VAN
	0	6488,488	124,2	21,82	2710,044	0	-3778,444	-3778,44	-3778,44
	1	0	116,55	25,66	2990,673	0	-787,771	-635,30	-4413,74
	2	0	70,77	30,13	2132,3001	0	1344,5291	874,43	-3539,31
	3	0	40,41	41,01	1657,2141	1000,45	2001,2932	1049,65	-2489,66
	4	0	46,98	46,71	2194,4358	0	4195,729	1774,68	-714,97

SAC-174H	AÑO	INVERSION M(\$)	BARRILES PRODUCIDOS M(BLS)	PRECIO POR BARRIL (\$)	INGRESOS M (\$)	COSTO DE MANTENIMIENTO M(\$)	FLUJO DE CAJA F(\$)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO 24%F (\$)	VAN
	0	9173,04	0,08	21,82	1,7456	500,63	-9671,9244	-9671,92	-9671,92
1	0	0	25,66	0	0	0	0,00	-9671,92	

ANEXO 5





GLOSARIO

A:	Distancia desde la broca al primer estabilizador, (pies).
A₁:	Distancia de la broca a la curva del buje de transmisión inclinada, (pies).
A = L₁:	Distancia desde la broca al vértice del casco curvo, (pies).
API:	American Petroleum Institute.
AZ_{dip}:	Azimut del plano del buzamiento del objetivo, (grados N).
AZ_{EOC}:	Azimut del final de la curva desde la superficie de la locación, (grados Norte).
AZ_w:	Azimut del pozo horizontal, (grados N) proyección del (EOC), (pies).
B:	Distancia desde el primer estabilizador al ápice del casco curvo, (pies).
B₃:	Distancia de la curva del buje de transmisión inclinado al primer estabilizador, (pies).
B´:	Angulo equivalente para una curvatura única, (grados).
B´´:	Angulo equivalente al primer estabilizador, (grados).
B₁:	Angulo de ajuste para un primer estabilizador fuera de calibre, (grados).
B₂:	Angulo de ajuste para un segundo estabilizador, (grados).
BHA:	Bottom Hole Assembly
bls:	Barriles.
BOP:	Blowout preventer
B´ = X :	Angulo equivalente al primer estabilizador, (grados).
B = L₂ :	Distancia desde el vértice del primer estabilizador al segundo estabilizador, (pies).
BPM:	Barriles por minuto.
BSW:	Base Sedimental Wather.
BUR_{min}:	Mínima tasa de ganancia de ángulo esperada, determinada según datos estadísticos de pozos anteriores, (grados / 100 pies)
C:	Distancia desde el ápice del casco curvo al segundo estabilizador, (pies).
C₁:	Distancia desde el ápice del casco curvo hasta el ápice de la unión sustituta curvo – codo, (pies).

C₂:	Distancia del primer estabilizador al ápice del casco curvo, (pies).
CBM:	Clay Base Mud.
cP:	Centi points.
CSDP:	Tubería de perforación compresiva.
D:	Desplazamiento horizontal desde la locación superficial hasta la
D₁:	Distancia del ápice del casco curvo al ápice de la unión sustituta curvo, (pies).
DL:	Severidad de pata de perro: características direccionales de la herramienta; el cambio en los ángulos vertical y horizontal del hoyo, (grados/pies).
DP:	Drill pipe.
E:	Distancia de la unión sustituta curva al segundo estabilizador, (pies).
EDC:	Presión del fluido dinámico o densidad de circulación equivalente.
EOC:	End off construction.
FG:	Gradiente de fractura de la formación
FP:	Presión de poro de la formación.
gpm:	Galones por minuto.
HCl:	Acido clorhídrico.
HGS:	Alta gravedad.
hrs:	Horas.
HWDP:	Heavy weight drill pipe.
IADC:	Internacional Association of Drilling Contractors.
I₁:	Angulo de inclinación inicial del pozo, (grados).
I₂:	Angulo de inclinación final del pozo, (grados).
I_{dip}:	Buzamiento del plano del objetivo, (grados).
I_h:	Angulo de inclinación del objetivo horizontal, (grados).
K:	Constante perteneciente a la matriz o aglomerante.
K₁:	Constante que corresponde a 5730 (grados/100 pies) o 1719 (grados/ 30 metros).
klbs:	Kilo libras.
KOP:	Keep out point.
L₁ :	Distancia entre broca y estabilizador, (pies).

L₂ :	Distancia entre estabilizador y estabilizador, (pies).
L_{tot} :	Longitud total de la herramienta, (pies).
LSG :	Baja gravedad.
lpg :	Libras por galon.
LWD :	Logging While Drill.
MD :	Measure depth
MWD :	Meassure While Drill.
N/A :	No admite.
OT :	Orteguasa.
P :	Presión.
P_D :	Densidad promedio de la formación.(gr/cm ³)
PDM :	Motor de desplazamiento positivo.
ppg :	Partes por galon
PPH :	Pies por hora.
psi :	Libras por unidad cuadrada.
Q :	Caudal.
RP :	Rata de penetración.
R :	Radio de curvatura, (pies).
ROP :	Rata optima de penetración
RPM :	Revoluciones por minuto.
S :	Sobrecarga.
SAC :	Sacha.
S₁ :	Espacio libre radial del primer estabilizador, (pulg).
S₂ :	Espacio libre radial del segundo estabilizador, (pulg).
SPM :	Srockers por minuto.
STKS :	Strockers.
Sv :	Presión de sobrecarga. (grf/cm ²)
SSF :	Shushufindi.
T :	Torque.
Tb :	Máxima profundidad permisible del objetivo que corresponde a la base del objetivo, (pies).
TD :	Total Depth.
TVD :	Total vertical depth.

- TVD_{EOC}** : Profundidad vertical verdadera del plano del objetivo al final de la curva, (pies).
- TVD_{tp}**: Profundidad vertical verdadera del plano del objetivo bajo la superficie de la locación, (pies).
- TY**: Tiyuyacu.
- VP**: Viscosidad plástica.
- WOB**: Weight over bit.
- X**: Angulo de inclinación del buje de transmisión, (grados).
- X**: Angulo del casco curvo, (grados).
- Y**: Angulo de la unión sustituta curva – codo- (grados).
- Y**: Angulo de inclinación del casco curvo, (grados).
- Yp**: Yield point.
- Z**: Angulo de la unión sustituta curva, (grados).
- θ : Angulo efectivo del motor, (grados).
- β : Angulo de inclinación del eje de la broca, (grados).

BIBLIOGRAFIA

- JIMÉNEZ QUEZADA JACKSON ORLANDO, Efectos de la perforación de pozos horizontales en el desarrollo de un campo, Universidad Central del Ecuador, Facultad de Geología ,Minas y Petróleos, Quito 2003.
- BRACHO BASTIDAS XAVIER ALFREDO, Optimización de las operaciones de reacondicionamiento de pozos verticales cerrados en los campos Sacha y Shushufindi, Escuela Politécnica Nacional, Carrera de Ingeniería en Petróleos, Quito 2004.
- CORONEL PEREZ BERNARDO JOSE, Optimización de la perforación de pozos verticales en los campos Sacha y Shushufindi, Escuela Politécnica Nacional, Carrera de Ingeniería en Petróleos, Quito Octubre 2003.
- ORSTOM, Síntesis estratigráfica y sedimentológica del pretaceo y paleógeno de la cuenca oriental del Ecuador, Petroproducción, Quito 1997.
- LLIVE TINGO EDGAR DAVID, Estudio de la herramienta Power Drive para la perforación de los pozos Villano B en la compañía Agi Oil Ecuador, Escuela Politécnica Nacional, Carrera de Ingeniería en Petróleos, Quito Marzo 2003.
- CATOTACENTENO MARCO VINICIO, Estudio de perforación de pozos horizontales en campos operados por Petroproducción, Escuela Politécnica Nacional, Carrera de Ingeniería en Petróleos, Quito Febrero 2002.

- SAPAQ PUELMA JOSE MANUEL, Evaluación de proyectos, Mc Graw Hill, México 2004.
- GARCIA GAVITO DANIEL, Perforación de pozos horizontales, Universidad Autónoma de México, México 1994.
- ACOSTA CORDOVA LUIS FERNANDO, Tecnología de perforación horizontal, Universidad Central del Ecuador, Facultad de Geología ,Minas y Petróleos, Quito 2003.
- Apuntes de clase de Perforación, Evaluación de Formaciones, Economía de Hidrocarburos, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2002-2005