

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**EVALUACIÓN DE RIESGO OPERATIVO, COSTOS Y TIEMPOS DE
PERFORACIÓN PARA DISTINTOS TIPOS DE POZOS MEDIANTE
EL SOFTWARE OSPREY RISK Y DRILLING OFFICE**

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

ÁLVARO JAVIER IZURIETA BALLESTEROS

aizurieta@spemail.org

ANDREA CAROLINA ZAVALA ZURITA

czavala@spemail.org

DIRECTOR: ING. JORGE DUEÑAS MEJÍA

jlduenasm@gmail.com

Quito, agosto 2010

DECLARACIÓN

Nosotros, Álvaro Javier Izurieta Ballesteros, Andrea Carolina Zavala Zurita, 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 normatividad institucional vigente.

ANDREA CAROLINA ZAVALA
ZURITA

ÁLVARO JAVIER IZURIETA
BALLESTEROS

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Álvaro Javier Izurieta Ballesteros y Andrea Carolina Zavala Zurita, bajo mi supervisión.

Ing. Jorge Dueñas
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A DIOS Y MI MADRE DOLOROSA POR NO HABERME DEJADO DELENDIR Y SIEMPRE ESTAR A MI LADO.

A MI FAMILIA, MI ABUELITA, MIS PADRES, HERMANOS, TIAS Y PRIMOS QUE HAN ESTADO JUNTO A MI Y SON MI VIDA.

AL COLEGIO SAN GABRIEL, POR SEMBRAR EN MI TODO AQUELLO QUE SOY HOY EN DIA.

A MIS HERMANOS GABRIELINDOS CON QUIENES HE COMPARTIDO LOS ULTIMOS DOCE AÑOS DE MI VIDA. (AL LUCHO, QUE COLABORO EN LOS MOMENTOS FINALES DE ESTA TESIS)

A CAROLINA POR ESTAR A MI LADO ESTOS DOS ULTIMOS AÑOS Y HABER COMPARTIDO TANTO.

A SCHLUMBERGER INFORMATION SOLUTIONS POR HABERNDOS BRINDADO ESTA OPORTUNIDAD Y POR TODAS LAS LECCIONES APRENDIDAS.

A SANTIAGO TORRES, JAIME VINUEZA, JORGE DUEÑAS, AL PERSONAL DE PERFORACION DE LA DIRECCION NACIONAL DE HIDROCARBUROS POR TODO EL APOYO DURANTE EL DESARROLLO DE ESTE PROYECTO.

A TODOS LOS QUE FORMAMOS PARTE DEL PROYECTO PDDMS POR LAS LARGAS NOCHES Y JORNADAS VIVIDAS... FUE UNA GRAN EXPERIENCIA.

A LA POLITECNICA NACIONAL POR TODO EL CONOCIMIENTO Y VIVENCIAS DURANTE ESTE TIEMPO.

AGRADECIMIENTOS

A Dios. . . . que me permitió alcanzar mi meta y que mis seres queridos estén aquí para compartir mi alegría.

A Mi Familia. . . . que lucharon tanto para que yo siga adelante y a quienes debo todo lo que soy ahora.

A Mis Amigos. . . . que saben lo difícil que es llegar hasta aquí.

A Ti. . . . que iniciaste este camino conmigo y me ayudaste a cumplir un sueño.

Carolina Zavala Zúñiga

DEDICATORIA

ESTA TESIS ESTA DEDICADA A MIS HERMANOS CARLOS Y GABRIELA POR QUE CONFIO EN QUE ME SUPERARAN FACILMENTE Y LLEGARAN AUN MAS LEJOS...

A MIS PADRES POR EL ESFUERZO DE TODA UNA VIDA...

A MI ABUELITA BACHITA Y MI TIA ROCIO...

A MI MADRE DOLOROSA...

AL LUCHO, BURRO, TOCAYO, RICHIE, WILLO, NEGRO, POLLO, MIGUICHO, BETO, DUMBO, NUEVO, CONDORO PANELA, GUDI, FAISAN, RACHO, LEGOLAS, MONTALVO, CAILLITOS, MIKIE, PILLO, REGA, MANTILLAN, TEGO, TUBI, HORSIE, DARLO CALDE, COSMICO, POLOTO, SAMUEL, SUAREZ, DJ, OSO, GABRIELINOS POLITECNICOS Y NO POLITECNICOS Y TAMBIEN AL CUY... A USTEDES MUCHACHOS LES PUEDO DECIR: "SER MAS PARA SERVIR MEJOR", TENEMOS UN LARGO CAMINO POR DELANTE...

" LA VIDA ES UNA AVENTURA "

ALVARO IZQUIETA (SAZU)
COLEGIO SAN GABRIEL
SEXTO 2005

DEDICATORIA

A ti mamá.

Carolina Lavala Luita

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	VI
LISTA DE FIGURAS	XVII
LISTA DE TABLAS.....	XXI
RESUMEN.....	XXIV
PRESENTACIÓN	XXV
CAPÍTULO 1	
GENERALIDADES.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN AL PLANEAMIENTO DE POZOS	1
1.1.1 SEGURIDAD.....	1
1.1.2 COSTO MÍNIMO.....	2
1.1.3 POZO ÚTIL.....	2
1.2 TIPOS DE POZOS.....	3
1.3 PRESIÓN DE FORMACIÓN	4
1.4 COSTOS DE PLANIFICACIÓN	4
1.5 REVISIÓN DEL PROCESO DE PLANEACIÓN	5
1.5.1 RECOLECCIÓN DE DATOS	7
1.5.1.1 Selección de los pozos de control.....	7
1.5.1.2 Registros de Brocas (Bit Records)	8
1.5.1.3 Reportes de lodos	9
1.5.1.4 Registros de lodos (Mud Logging).....	10
1.5.2 SELECCIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO	11

1.6	PREPARACIÓN PARA LA AUTORIZACIÓN DE GASTOS (AFE).....	12
1.7	OSPREY RISK.....	12
1.7.1	INTRODUCCIÓN AL SOFTWARE	12
1.7.2	INFORMACIÓN NECESARIA PARA TRABAJAR CON OSPREY RISK.....	13
1.7.3	EVALUACIÓN DE RIESGOS.....	14
1.7.4	EVALUACIÓN DE TIEMPO Y COSTO	16
1.7.5	SIMULACIÓN DE MONTE CARLO	16
1.7.6	REPORTE SUMARIO DE ACTIVIDADES	18
1.7.7	MONTAGE.....	18
1.8	DRILLING OFFICE	20
1.8.1	INTRODUCCIÓN AL SOFTWARE	20
1.8.2	INTEGRACIÓN Y VISUALIZACIÓN DE DATOS	20
1.8.3	APLICACIONES	20
1.8.4	FLUJO DE TRABAJO	22
1.9	CONCEPTOS ADICIONALES RELACIONADOS AL PLANEAMIENTO DE POZOS	23
1.9.1	PROPIEDADES GEOMECÁNICAS.....	23
1.9.1.1	Gradiente de fractura (FG)	23
1.9.1.2	Presión de Poro (PP)	23
1.9.1.2.1	Presión de Poros Normal.....	23
1.9.1.2.2	Presión Anormal de Poros.....	23
1.9.1.2.3	Presión Subnormal de Poros.....	24
1.9.1.3	Esfuerzo Compresivo No Confinado (UCS))	24
1.9.2	FLUIDOS DE PERFORACIÓN	25
1.9.2.1	Viscosidad plástica (PV).....	25
1.9.2.2	Yield Point (YP)	26
1.9.2.3	Esfuerzo cortante (shear)	27
1.9.2.4	Constantes K y n.....	27
1.10	GEOMECÁNICA APLICADA A LA PERFORACIÓN.....	29
1.10.1	DEFINICIONES RELATIVAS A LA GENERACIÓN DEL MODELO GEOMECÁNICO	29

1.10.1.1	Esfuerzo tectónico	29
1.10.1.1.1	Magnitudes relativas de los principales esfuerzos en la Tierra.....	31
1.10.1.2	Presión de poro	32
1.10.1.3	Esfuerzo Efectivo.....	33
1.10.1.4	Esfuerzos alrededor de un pozo vertical.....	34
1.10.1.4.1	Fallas por compresión en el hueco del pozo.....	34
1.10.1.4.2	Fallas por tensión en el hueco del pozo.....	34
1.10.1.5	Efectos del peso del lodo y la temperatura en los esfuerzos concentrados en el hueco del pozo.....	35
1.10.2	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO GEOMECÁNICO	36
1.10.2.1	Presión de Sobrecarga	36
1.10.2.2	Presión de poro	36
1.10.2.3	Complicaciones	37
1.10.2.4	Cálculo del gradiente de Fractura.....	37
1.10.2.4.1	Eaton	38
1.10.2.4.2	Zamora	39

CAPÍTULO 2

OBTENCIÓN Y ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE POZOS

VECINOS.....	40	
2.1	POZOS DE CONTROL PARA GENERACIÓN Y CALIBRACIÓN DE MODELO GEOMECÁNICO CORRESPONDIENTES A LOS CAMPOS YURALPA, VILLANO Y SACHA.....	40
2.1.1	DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS DE CONTROL.....	40
2.1.1.1	Villano Norte 1.....	40
2.1.1.1.1	Trayectoria.....	40
2.1.1.1.2	Descripción litológica	41
2.1.1.1.3	Tamaños de Hueco, Puntos de Asentamiento y Diseño de Casing.....	45
2.1.1.1.4	Fluidos de Perforación	45
2.1.1.1.5	Selección de brocas.....	46

2.1.1.2	Yuralpa A-6 Hz.....	46
2.1.1.2.1	Trayectoria.....	46
2.1.1.2.2	Descripción litológica	47
2.1.1.2.3	Tamaños de Hueco, Puntos de Asentamiento y Diseño de Casing.....	51
2.1.1.2.4	Fluidos de Perforación.....	51
2.1.1.2.5	Selección de brocas.....	52
2.1.1.3	Sacha 205D.....	52
2.1.1.3.1	Trayectoria.....	53
2.1.1.3.2	Descripción litológica	53
2.1.1.3.3	Tamaños de Hueco, Puntos de Asentamiento y Diseño de Casing.....	56
2.1.1.3.4	Fluidos de Perforación.....	57
2.1.1.3.5	Selección de brocas.....	57
2.2	POZOS DE CONTROL PARA DISEÑO DE PERFORACIÓN	58
2.2.1	POZOS DE CONTROL PARA EL BLOQUE 18 (VILLANO)	59
2.2.2	POZOS DE CONTROL PARA EL BLOQUE 21 (YURALPA).....	60
2.2.3	POZOS DE CONTROL PARA SACHA.....	61
CAPÍTULO 3		
DISEÑO DE LOS POZOS PARA CADA ESCENARIO		62
3.1	INTRODUCCIÓN A LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.....	62
3.1.1	PRINCIPIOS DE DISEÑO DE BHA	62
3.1.1.1	Ensamblajes rotarios.....	63
3.1.1.1.1	Ensamblajes para construir ángulo (BHA tipo Fulcrum)	64
3.1.1.1.2	Ensamblajes para mantener ángulo (BHA tipo Packed).....	66
3.1.1.1.3	Ensamblajes para reducir ángulo (BHA tipo Péndulo).....	67
3.1.1.2	Ensamblajes tipo “Rotary Steerable”	68
3.1.1.2.1	Motores tipo Steerable.....	72
3.1.1.3	Sistemas rotary steerable.....	73
3.1.1.3.1	Tipos de sistemas rotary steerable	74
3.1.2	TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES	75

3.1.2.1	Tipo S.....	75
3.1.2.2	Tipo J o tipo Slant.....	76
3.1.2.3	Tipo Horizontal	77
3.2	POSICIONAMIENTO DE POZOS.....	78
3.2.1	DEFINICIÓN	78
3.2.2	INTRODUCCIÓN	79
3.2.3	ECONOMÍA DEL POSICIONAMIENTO DE POZOS	81
3.2.4	TÉRMINOS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL	82
3.2.5	MÉTODOS COMPLEMENTARIOS PARA POSICIONAR UN POZO.....	86
3.3	DISEÑO DE POZOS.....	87
3.3.1	INTRODUCCIÓN	87
3.3.2	DISEÑO DE POZOS PARA VILLANO.....	88
3.3.2.1	Pozo Propuesto Perfil Tipo J.....	88
3.3.2.2	Pozo Propuesto Perfil Horizontal.....	90
3.3.3	DISEÑO DE POZOS PARA YURALPA	91
3.3.3.1	Pozo Propuesto Perfil Tipo S	91
3.3.3.2	Pozo Propuesto Perfil Tipo J.....	93
3.3.4	DISEÑO DE POZOS PARA SACHA.....	94
3.3.4.1	Pozo Propuesto Perfil Tipo S	94
3.3.4.2	Pozo Propuesto Perfil Horizontal.....	96
 CAPÍTULO 4		
	PROGRAMA DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS PROPUESTOS.....	98
4.1	PROGRAMA DE POZOS PARA VILLANO.....	99
4.1.1	POZO PROPUESTO PERFIL TIPO J.....	99
4.1.1.1	Programa de Lodos.....	99
4.1.1.1.1	Sección superficial.....	99
4.1.1.1.2	Sección intermedia	99
4.1.1.1.3	Sección de producción.....	100
4.1.1.2	Programa de Brocas	100
4.1.1.2.1	Sección superficial.....	100

4.1.1.2.2	Sección intermedia	100
4.1.1.2.3	Sección de producción.....	101
4.1.1.3	Programa de Casing	101
4.1.1.4	Programa de Cementación.....	102
4.1.2	POZO PROPUESTO PERFIL HORIZONTAL.....	102
4.1.2.1	Programa de Lodos.....	102
4.1.2.1.1	Sección superficial.....	102
4.1.2.1.2	Sección intermedia	103
4.1.2.1.3	Sección de producción.....	103
4.1.2.2	Programa de Brocas	104
4.1.2.2.1	Sección superficial.....	104
4.1.2.2.2	Sección intermedia	104
4.1.2.2.3	Sección de producción.....	104
4.1.2.3	Programa de Casing	105
4.1.2.4	Programa de Cementación.....	105
4.2	PROGRAMA DE POZOS PARA YURALPA	106
4.2.1	POZO PROPUESTO PERFIL TIPO S.....	106
4.2.1.1	Programa de Lodos.....	106
4.2.1.1.1	Sección superficial.....	106
4.2.1.1.2	Sección intermedia	106
4.2.1.1.3	Sección de producción.....	107
4.2.1.2	Programa de Brocas	107
4.2.1.2.1	Sección superficial.....	107
4.2.1.2.2	Sección intermedia	107
4.2.1.2.3	Sección de producción.....	108
4.2.1.3	Programa de Casing	108
4.2.1.4	Programa de Cementación.....	109
4.2.2	POZO PROPUESTO PERFIL TIPO J.....	109
4.2.2.1	Programa de Lodos.....	109
4.2.2.1.1	Sección superficial.....	109
4.2.2.1.2	Sección intermedia	110
4.2.2.1.3	Sección de producción.....	110
4.2.2.2	Programa de Brocas	110

4.2.2.2.1	Sección superficial.....	110
4.2.2.2.2	Sección intermedia	111
4.2.2.2.3	Sección de producción.....	111
4.2.2.3	Programa de Casing	111
4.2.2.4	Programa de Cementación.....	112
4.3	PROGRAMA DE POZOS PARA SACHA.....	113
4.3.1	POZO PROPUESTO PERFIL TIPO S	113
4.3.1.1	Programa de Lodos.....	113
4.3.1.1.1	Sección superficial.....	113
4.3.1.1.2	Sección intermedia	113
4.3.1.1.3	Sección de producción.....	113
4.3.1.2	Programa de Brocas	114
4.3.1.2.1	Sección superficial.....	114
4.3.1.2.2	Sección intermedia	114
4.3.1.2.3	Sección de producción.....	114
4.3.1.3	Programa de Casing	115
4.3.1.4	Programa de Cementación.....	115
4.3.2	POZO PROPUESTO PERFIL HORIZONTAL.....	116
4.3.2.1	Programa de Lodos.....	116
4.3.2.1.1	Sección superficial.....	116
4.3.2.1.2	Sección intermedia	116
4.3.2.1.3	Sección de producción.....	117
4.3.2.2	Programa de Brocas	117
4.3.2.2.1	Sección superficial.....	117
4.3.2.2.2	Sección intermedia	117
4.3.2.2.3	Sección de producción.....	118
4.3.2.3	Programa de Casing	118
4.3.2.4	Programa de Cementación.....	119

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DE RIESGOS OPERATIVOS, COSTOS Y TIEMPOS

DE PERFORACIÓN	120
----------------------	-----

5.1	ANÁLISIS DE RIESGOS EN LOS POZOS DE CONTROL.....	121
5.1.1	RIESGOS VILLANO NORTE 1	121
5.1.2	RIESGOS YURALPA A-6 HZ.....	125
5.1.3	RIESGOS SACHA 205D.....	128
5.2	ANÁLISIS DE RIESGOS PARA LOS CASOS PROPUESTOS EN CADA ESCENARIO.....	131
5.2.1	ESCENARIO VILLANO.....	131
5.2.1.1	Pozo Propuesto Perfil tipo J	131
5.2.1.2	Pozo Propuesto Perfil Horizontal.....	134
5.2.2	ESCENARIO YURALPA	137
5.2.2.1	Pozo Propuesto Perfil tipo S.....	137
5.2.2.2	Pozo Propuesto Perfil tipo J	140
5.2.3	ESCENARIO SACHA	143
5.2.3.1	Pozo Propuesto Perfil tipo S.....	143
5.2.3.2	Pozo Propuesto Perfil Horizontal.....	146
5.3	ANÁLISIS DE COSTOS Y TIEMPOS DE PERFORACIÓN: POZOS DE CONTROL.....	149
5.3.1	COSTOS VILLANO NORTE 1	149
5.3.2	COSTOS YURALPA A-6 HZ.....	150
5.3.3	COSTOS SACHA 205D.....	150
5.4	ANÁLISIS DE COSTOS Y TIEMPOS DE PERFORACIÓN: PERFILES PROPUESTOS.....	151
5.4.1	ESCENARIO VILLANO.....	151
5.4.1.1	Pozo Propuesto Perfil tipo J	151
5.4.1.2	Pozo Propuesto Perfil Horizontal.....	151
5.4.2	ESCENARIO YURALPA	152
5.4.2.1	Pozo Propuesto Perfil tipo S.....	152
5.4.2.2	Pozo Propuesto Perfil tipo J	152
5.4.3	ESCENARIO SACHA	153
5.4.3.1	Pozo Propuesto Perfil tipo S.....	153
5.4.3.2	Pozo Propuesto Perfil Horizontal.....	153
5.5	ANÁLISIS COMPARATIVO POR ESCENARIOS	154

5.5.1	ESCENARIO VILLANO.....	154	
5.5.1.1	Comparación de riesgos	154	
5.5.1.2	Comparación de costos.....	155	
5.5.1.3	Comparación de tiempos	156	
5.5.2	ESCENARIO YURALPA	157	
5.5.2.1	Comparación de riesgos	157	
5.5.2.2	Comparación de costos.....	159	
5.5.2.3	Comparación de tiempos	160	
5.5.3	ESCENARIO SACHA	161	
5.5.3.1	Comparación de riesgos	161	
5.5.3.2	Comparación de costos.....	162	
5.5.3.3	Comparación de tiempos	163	
CAPÍTULO 6			
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES			165
6.1	CONCLUSIONES	165	
6.2	RECOMENDACIONES	168	
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS			169
ANEXOS.....			170

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1.- Costos vs planeación	2
Figura 1.2.- Diagrama de flujo para el proceso de Planeamiento de Pozos.....	6
Figura 1.3.- Ejemplo de mapa estructural, pozos de control y prospecto.....	8
Figura1.4.- Registro de Brocas, ejemplo de encabezado.....	9
Figura 1.5.- Registro de Brocas.....	9
Figura1.6.- Reporte diario de lodos, encabezado.....	10
Figura 1.7.- Reporte diario de lodos	10
Figura 1.8.- Tipos de revestidores.....	11
Figura 1.9.- Gráfico análisis de riesgo.....	15
Figura 1.10.- Distribución de riesgos – Pareto	16
Figura 1.11.- Simulación de Monte Carlo	17
Figura 1.12.- Representación grafica sumario de diseño y riesgos.....	19
Figura 1.13.- Desplazamiento y sección vertical	21
Figura 1.14.- Sección Vertical	22
Figura 1.15.- Presión de Poro, Gradiente de Fractura y UCS	24
Figura 1.16.- UCS vs GR	25
Figura 1.17.- Propiedades del fluido de perforación por sección.....	28
Figura 1.18.- Definiciones del tensor de esfuerzo en coordenada cartesianas, tensor de trasformación en dirección a esfuerzos principales.....	29
Figura 1.19.- Esfuerzo vertical S_v , horizontal máximo S_{Hmax} y horizontal mínimo S_{Hmin}	30
Figura 1.20.- Tipos y orientación de los esfuerzos principales.....	32
Figura 1.21.- UCS derivado de registros a hueco abierto	34
Figura 1.22.- Falla por esfuerzo compresivo y tensional	35

Figura 1.23.- Peso de Lodo, Presión de Sobrecarga y Presión de Poro	37
Figura 2.1.- Trayectoria Villano N-1	41
Figura 2.2.- Columna Estratigráfica Villano N-1	44
Figura 2.3.- Trayectoria Yuralpa A-6	47
Figura 2.4.- Columna Estratigráfica Yuralpa A-6	50
Figura 2.5.- Trayectoria Sacha 205D	53
Figura 2.6.- Columna estratigráfica Sacha 205D.....	56
Figura 3.1.- Configuración de BHA para construir ángulo	65
Figura 3.2.- Configuración de BHA para mantener ángulo.....	66
Figura 3.3.- Configuración de BHA para reducir el ángulo	68
Figura 3.4.- Posición y diámetro de los puntos de contacto en un BHA para incrementar, mantener o disminuir la inclinación del pozo.	69
Figura 3.5.- Ubicación de los estabilizadores en un BHA según su aplicación	70
Figura 3.6.- Efecto de los estabilizadores en la flexibilidad del BHA.....	71
Figura 3.7.- Efecto del incremento en el peso sobre la broca aumenta la tendencia del dogleg	72
Figura 3.8.- Elementos clave de un motor steerable	73
Figura 3.9.- Pads de un sistema push-the-bit para generar la tendencia de direccionamiento	74
Figura 3.10.- Sistema point-the-bit con desplazamiento de ángulo geoestacionario entre la broca y el collar para crear la tendencia de direccionamiento	75
Figura 3.11.- Pozo direccional Tipo S	76
Figura 3.12.- Pozo direccional Tipo J	77
Figura 3.13.- Pozo horizontal	78
Figura 3.14.- Producción acumulativa vs tiempo de construcción del pozo y tiempo de producción	79

Figura 3.15.- Posicionamiento de un pozo en un reservorio de empuje hidráulico.....	80
Figura 3.16.- Utilidad obtenida de la inversión de la perforación de un pozo como función de la eficiencia en la perforación del pozo y el tiempo de producción del mismo.	82
Figura 3.17.- Profundidad vertical verdadera es la profundidad vertical del pozo independiente de su trayectoria.	83
Figura 3.18.- Distancia entre dos puntos en el pozo (Desplazamiento).	84
Figura 3.19.- Información de la trayectoria del pozo presentada en proyecciones vertical y horizontal llamadas Vista de la Sección Vertical y Vista de Planta.	85
Figura 3.20.- Longitudes de la sección vertical mostradas en una vista de planta difieren de acuerdo al azimuth en cual la trayectoria del pozo perforado se proyecta.	85
Figura 3.21.- Trayectoria Propuesta, puntos de asentamiento y litología esperada, perfil tipo J - Villano.	89
Figura 3.22.- Trayectoria Propuesta, puntos de asentamiento y litología esperada, perfil Horizontal – Villano.....	90
Figura 3.23.- Trayectoria Propuesta, puntos de asentamiento y litología esperada, perfil tipo S - Yuralpa.....	92
Figura 3.24.- Trayectoria Propuesta, puntos de asentamiento y litología esperada, perfil tipo J – Yuralpa.....	93
Figura 3.25.- Trayectoria Propuesta, puntos de asentamiento y litología esperada, perfil tipo S - Sacha.....	95
Figura 3.26.- Trayectoria Propuesta, puntos de asentamiento y litología esperada, perfil Horizontal - Sacha.....	96
Figura 5.1.- Análisis de riesgo Villano Norte 1.....	122
Figura 5.2.- Análisis de riesgo Yuralpa A-6 Hz.....	125
Figura 5.3.- Análisis de riesgo Sacha 205D.....	128

Figura 5.4.- Análisis de riesgo Villano: perfil tipo J	131
Figura 5.5.- Análisis de riesgo Villano: perfil Horizontal	134
Figura 5.6.- Análisis de riesgo Yuralpa: perfil tipo S.....	137
Figura 5.7.- Análisis de riesgo Yuralpa: perfil tipo J	140
Figura 5.8.- Análisis de riesgo Sacha: perfil tipo S	143
Figura 5.9.- Análisis de riesgo Sacha: perfil Horizontal	146
Figura 5.10.- Comparación de riesgos Villano.....	154
Figura 5.11.- Comparación de costos Villano.....	156
Figura 5.12.- Comparación de tiempos Villano.....	157
Figura 5.13.- Comparación de riesgos Yuralpa	158
Figura 5.14.- Comparación de costos Yuralpa	159
Figura 5.15.- Comparación de tiempos Yuralpa	160
Figura 5.16.- Comparación de riesgos Sacha	161
Figura 5.17.- Comparación de costos Sacha	163
Figura 5.18.- Comparación de tiempos Sacha	164

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1.- Tipos de pozos	3
Tabla 1.2.- Entradas de Información en Osprey Risk.....	13
Tabla 1.3.- Categorías de riesgo	14
Tabla 1.4.- Fuentes de esfuerzos en la tierra	31
Tabla 1.5.- Coeficientes de Poisson para distintos tipos de litología.....	38
Tabla 1.6.- Valores recomendados para las constantes del método de Zamora ..	39
Tabla 1.7.- Coeficiente M usado en la correlación de Zamora de acuerdo a la Edad Geológica.....	39
Tabla 2.1.- Descripción litológica del pozo Villano Norte 1.....	41
Tabla 2.2.- Diseño de casing Villano Norte 1	45
Tabla 2.3.- Características de lodos Villano Norte 1	45
Tabla 2.4.- Registro de Brocas Villano Norte 1	46
Tabla 2.5.- Descripción litológica del pozo Yuralpa-A6	47
Tabla 2.6.- Diseño de casing Yuralpa A-6 Hz.....	51
Tabla 2.7.- Características de lodos Yuralpa A-6 Hz.....	51
Tabla 2.8.- Registro de Brocas Yuralpa A-6 Hz.....	52
Tabla 2.9.- Descripción litológica del pozo Sacha 205D	54
Tabla 2.10.- Diseño de casing Sacha 205D	56
Tabla 2.11.- Características de lodos Sacha 205D	57
Tabla 2.12.- Registro de Brocas Sacha 205D	58
Tabla 2.13.- Pozos de control (Villano)	59
Tabla 2.14.- Pozos de control (Yuralpa).....	60
Tabla 2.15.- Pozos de control (Sacha).....	61
Tabla 4.1.- Programa de lodos Villano, perfil tipo "J":.....	100

Tabla 4.2.- Programa de brocas Villano, perfil tipo “J”:	101
Tabla 4.3.- Programa de casing Villano, perfil tipo “J”:	101
Tabla 4.4.- Programa de cementación Villano, perfil tipo “J”:	102
Tabla 4.5.- Programa de lodos Villano, perfil Horizontal:	103
Tabla 4.6.- Programa de brocas Villano, perfil Horizontal:	104
Tabla 4.7.- Programa de casing Villano, perfil Horizontal:	105
Tabla 4.8.- Programa de cementación Villano, perfil Horizontal:	105
Tabla 4.9.- Programa de lodos Yuralpa, perfil tipo “S”:	107
Tabla 4.10.- Programa de brocas Yuralpa, perfil tipo “S”:	108
Tabla 4.11.- Programa de casing Yuralpa, perfil tipo “S”:	108
Tabla 4.12.- Programa de cementación Yuralpa, perfil tipo “S”:	109
Tabla 4.13.- Programa de lodos Yuralpa, perfil tipo “J”:	110
Tabla 4.14.- Programa de brocas Yuralpa, perfil tipo “J”:	111
Tabla 4.15.- Programa de casing Yuralpa, perfil tipo “J”:	111
Tabla 4.16.- Programa de cementación Yuralpa, perfil tipo “J”:	112
Tabla 4.17.- Programa de lodos Sacha, perfil tipo “S”:	114
Tabla 4.18.- Programa de brocas Sacha, perfil tipo “S”:	115
Tabla 4.19.- Programa de casing Sacha, perfil tipo “S”:	115
Tabla 4.20.- Programa de cementación Sacha, perfil tipo “S”:	116
Tabla 4.21.- Programa de lodos Sacha, perfil horizontal:	117
Tabla 4.22.- Programa de brocas Sacha, perfil Horizontal:	118
Tabla 4.23.- Programa de casing Sacha, perfil Horizontal:	118
Tabla 4.24.- Programa de cementación Sacha, perfil Horizontal:	119
Tabla 5.1.- Descripción de riesgos Villano Norte 1	123
Tabla 5.2.- Descripción de riesgos Yuralpa A-6 Hz	126
Tabla 5.3.- Descripción de riesgos Sacha 205D	129

Tabla 5.4.- Descripción de los riesgos Villano: perfil tipo J	132
Tabla 5.5.- Descripción de los riesgos Villano: perfil Horizontal.....	135
Tabla 5.6.- Descripción de los riesgos Yuralpa: perfil tipo S	138
Tabla 5.7.- Descripción de los riesgos Yuralpa: perfil tipo J.....	141
Tabla 5.8.- Descripción de los riesgos Sacha: perfil tipo S	144
Tabla 5.9.- Descripción de los riesgos Sacha: perfil Horizontal.....	147
Tabla 5.10.- Tiempo y costos totales Villano Norte 1	149
Tabla 5.11.- Tiempo y costos totales Yuralpa A-6 Hz	150
Tabla 5.12.- Tiempo y costos totales Sacha 205D	150
Tabla 5.13.- Tiempo y costos totales Villano: perfil tipo J.....	151
Tabla 5.14.- Tiempo y costos totales Villano: perfil Horizontal	151
Tabla 5.15.- Tiempo y costos totales Yuralpa: perfil tipo S	152
Tabla 5.16.- Tiempo y costos totales Yuralpa: perfil tipo J.....	152
Tabla 5.17.- Tiempo y costos totales Sacha: perfil tipo S.....	153
Tabla 5.18.- Tiempo y costos totales Sacha: perfil Horizontal.....	153

RESUMEN

El presente proyecto muestra el flujo de trabajo a seguir durante la planeación de un pozo, así como la información básica necesaria para el desarrollo de un modelo geomecánico.

Inicialmente se muestran las generalidades relacionadas al proceso de Planeamiento de Pozos además de las propiedades más relevantes a obtenerse de un modelo geomecánico.

Tras analizar la información recopilada se procede a la generación, calibración y optimización de un escenario para cada uno de los campos seleccionados.

Paralelamente se desarrollan trayectorias propuestas para cada escenario con el fin de evaluar su desempeño en el modelo geomecánico calibrado.

Una vez evaluados los pozos propuestos se procede a minimizar y mitigar los riesgos, y una vez obtenido el mejor desempeño, se procede a generar los programas de perforación puntuales para cada uno de los pozos.

Finalmente, se comparan los resultados obtenidos en cuanto Riesgo, Tiempo y Costo para cada uno de los pozos de control, así como para los pozos propuestos.

PRESENTACIÓN

El desarrollo adecuado de un reservorio ha llevado a la necesidad de perforar pozos de mayor dificultad en el menor tiempo posible y de la manera más efectiva, conllevando la generación de planes de perforación más detallados y efectivos que permitan reducir el tiempo no productivo y una consecuente reducción de costos.

Un análisis comparativo de las propuestas permitirá evaluar los perfiles direccionales con mejor desempeño e identificar el o los proyectos de perforación más óptimos en el aspecto técnico/económico de acuerdo a las necesidades del reservorio durante su vida productiva.

Se plantean como interrogantes la estandarización de las actividades realizadas operacionalmente, así como al diseño de los pozos para distintos escenarios de la Cuenca Oriente.

CAPÍTULO 1

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN AL PLANEAMIENTO DE POZOS

El planeamiento de pozos es tal vez el aspecto más demandante de la Ingeniería de Perforación. Requiere de la integración de los principios de ingeniería, procesos estandarizados y factores de experiencia. Aunque los métodos usados para el planeamiento de pozos y las prácticas operacionales en locación varían, el resultado debe ser un pozo al costo mínimo que satisfaga los requerimientos de la ingeniería de Reservorios para la producción de gas o petróleo.

El objetivo del “well planning” es formular, a través de varias variables, un programa de perforación que tenga las siguientes características: Seguro, Costo Mínimo y Útil. Desafortunadamente, no siempre es posible lograr estos objetivos en cada pozo debido a las limitaciones basadas en la Geología, equipo de perforación, temperatura, limitaciones del casing, tamaño del hueco y el presupuesto.

1.1.1 SEGURIDAD

La seguridad debe ser una de las prioridades de mayor importancia en el planeamiento de pozos. La seguridad del personal debe ser considerada por encima de los otros aspectos del planeamiento. En algunos casos el plan debe ser modificado durante el curso de la perforación del pozo debido a problemas de fuerza mayor que ponen en riesgo al equipo de trabajo.

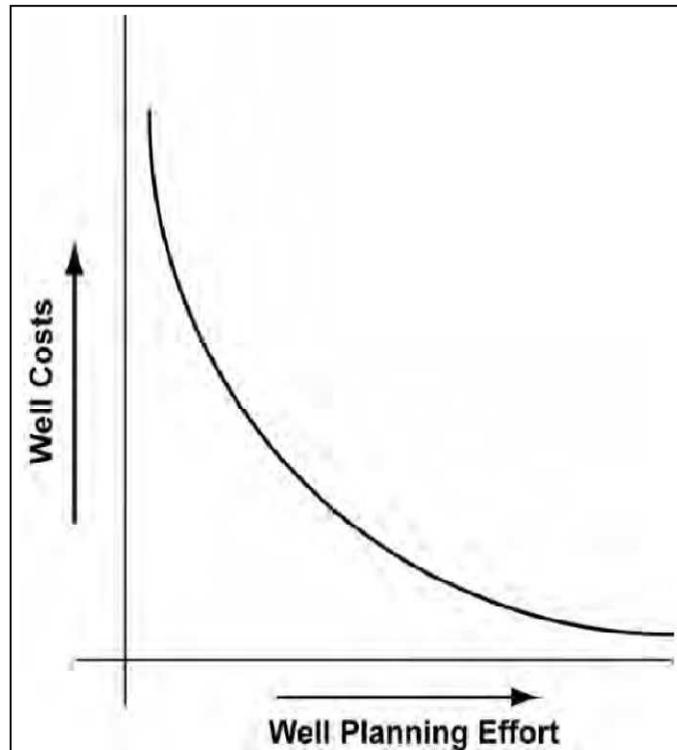
La segunda prioridad en la seguridad, es el pozo. El plan debe ser diseñado para minimizar los riesgos de reventones (kicks/blowouts) y otros factores que pueden ser problemas potenciales.

Todas estas consideraciones deben ser añadidas de manera rigurosa en todos los aspectos de la planificación.

1.1.2 COSTO MÍNIMO

Un objetivo válido en el proceso de planificación de un pozo es el de minimizar los costos del pozo sin arriesgar los aspectos de seguridad. En la mayoría de los casos, los costos pueden ser deducidos hasta ciertos niveles mediante una adecuada planeación. La figura 1.1 muestra el decremento existente en los costos finales de perforación al realizar una planeación apropiada.

Figura 1.1.- Costos vs planeación



Fuente: M. Roberts, Petroleum Engineering Handbook, Vol. 2.

1.1.3 POZO ÚTIL

Perforar un pozo a un objetivo no resulta útil si la configuración final del pozo no cumple los requerimientos que satisfacen el diseño planteado. En este caso, el término "útil" implica lo siguiente:

- El diámetro del hueco lo suficientemente grande para albergar una adecuada completación.

- El hueco o la formación no han sido dañadas de forma permanente.
- No tener problemas durante la completación del pozo (patas de perro severas) que compliquen la bajada de un equipo electrosumergible.

Este requerimiento del proceso de planeación puede ser difícil de alcanzar si se encuentran presiones anormales, zonas profundas que pueden causar geometrías irregulares o problemas de lodos.

1.2 TIPOS DE POZOS

La ingeniería de perforación es requerida en la planeación de una variedad de pozos, incluyendo: wildcat, pozos exploratorios, pozos inyectoros, pozos de avanzada y re-entry. Generalmente los pozos de tipo wildcat requieren de una mayor planificación que los demás tipos, pozos inyectoros y de re-entry requieren una mínima planeación en la mayoría de los casos. La tabla 1.1 muestra los tipos de pozos en las condiciones que son perforados y su aplicación:

Tabla 1.1.- Tipos de pozos

Tipo de pozo	Características
Wildcat	Poca información geológica para la selección del objetivo.
Exploratorio	Objetivo seleccionado basado en datos de sísmica y registros de satélite pero sin registros de perforación en el prospecto.
Avanzada	Delinean los límites del reservorio. Perforados en zonas con existencia de reservas comprobada. La selección del objetivo está basada en los datos de sísmica.
Inyectoros	Generalmente perforados en porciones productivas del reservorio. La selección del objetivo está basada en patrones de flujo, radio de drenaje, etc.
Re-entradas	Re-entradas en pozos existentes para alcanzar mayor profundidad, sidetracks, trabajos adicionales, recompletaciones, etc. Distintos tipos de planificación son requeridos de acuerdo del tipo de re-entrada.

Fuente: M. Roberts, Petroleum Engineering Handbook, Vol. 2.
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

1.3 PRESIÓN DE FORMACIÓN

La presión de formación o presión de poro es uno de los parámetros más importantes que afectan la planificación de un pozo. Las presiones pueden ser normales, anormales (altas) o subnormales (bajas).

Las presiones normales en los pozos, por lo general, no crean problemas en la planificación; y problemas como patadas (kick) y reventones pueden ser minimizados aunque no eliminados.

Las presiones subnormales en los pozos generalmente requieren de la colocación de sartas adicionales de casing que cubran las zonas de baja presión. Las presiones subnormales pueden resultar de factores geológicos o tectónicos o de la depletación en intervalos productores. Las consideraciones de diseño pueden ser muy demandantes si las otras secciones del pozo se encuentran en zonas de presiones anormales.

Las presiones anormales afectan la planificación del pozo en varias áreas incluyendo: diseño de casing y de tubing, peso y selección del tipo de lodo, puntos de asentamiento de casing y planificación de la cementación.

Adicionalmente, se pueden encontrar otros tipos de problemas relacionados a las presiones anormales tales como: patadas, reventones, pegas por presión diferencial y pérdida de circulación debido a altos pesos de lodo.

1.4 COSTOS DE PLANIFICACIÓN

Los costos requeridos para planificar un pozo adecuadamente son insignificantes en comparación a los costos reales de perforación, en muchos casos, el costo de la planificación representa el 1% del costo del pozo.

Desafortunadamente, se han reducido los costos asociados a la planificación resultando en un pozo cuyos costos finales exceden el presupuesto establecido por una planeación del pozo inapropiada.

La práctica más común es la de minimizar la colección de datos originando programas de perforación que no consideran posibles problemas a presentarse durante la operación.

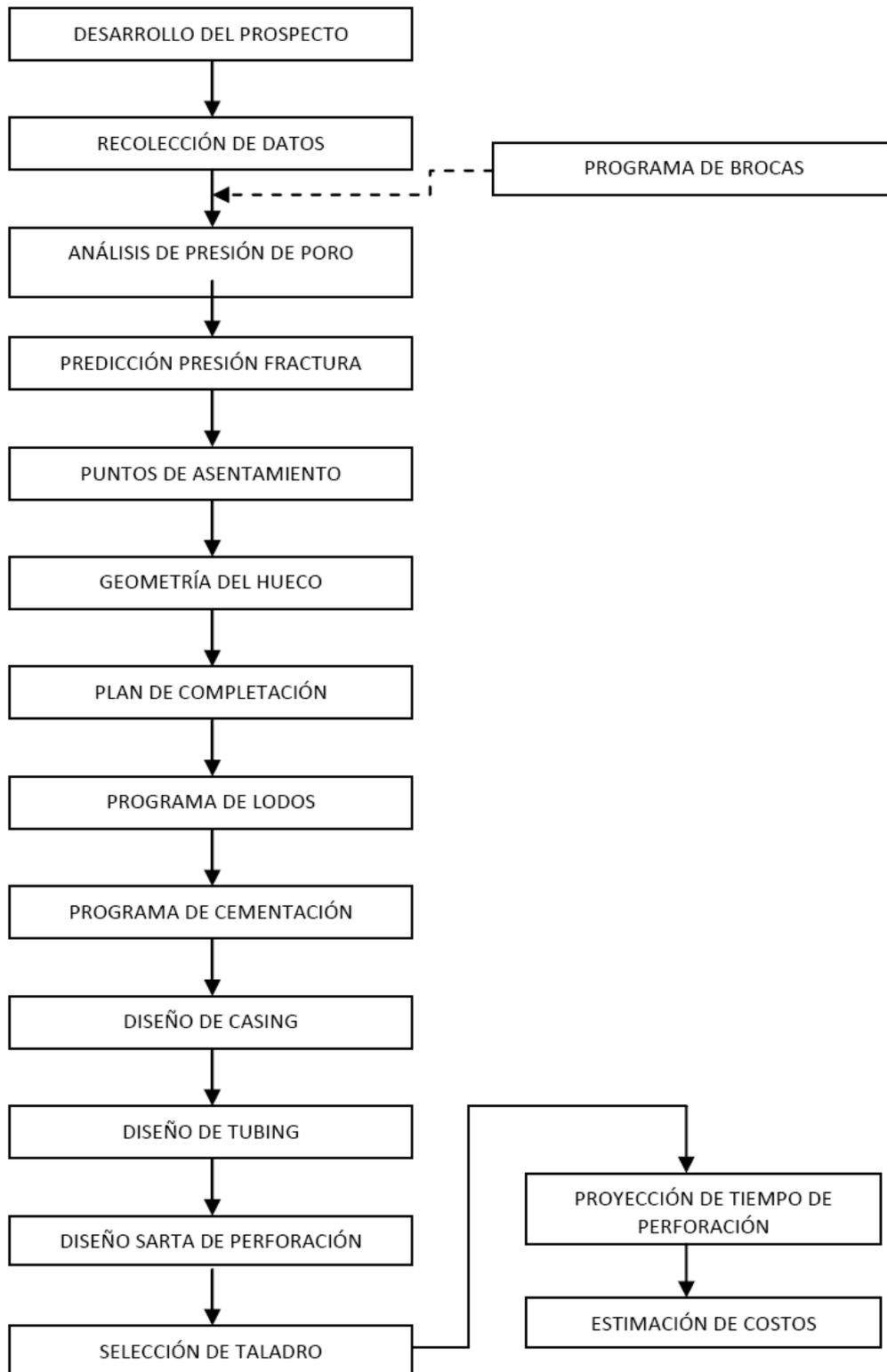
1.5 REVISIÓN DEL PROCESO DE PLANEACIÓN

La planificación de pozo es una práctica habitual que requiere del desarrollo de ciertos aspectos del plan antes de diseñar otros ítems. Por ejemplo, el programa de lodos debe ser desarrollado antes del programa de casing, debido a que los pesos del lodo afectan los requerimientos del casing.

El programa de brocas puede ser desarrollado luego de haber analizado los pozos de control; ya que usualmente los parámetros usados en el programa de brocas son obtenidos de los pozos de control.

El diseño de casing y de tubing debe prever que el programa de completación pueda ser ejecutado. La figura 1.2 muestra el flujo de trabajo a seguirse durante la planeación de un pozo.

Figura 1.2.- Diagrama de flujo para el proceso de Planeamiento de Pozos



Fuente: M. Roberts, Petroleum Engineering Handbook, Vol. 2.
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

1.5.1 RECOLECCIÓN DE DATOS

Uno de los aspectos más importantes en la planeación y en la subsecuente ingeniería de perforación es determinar las características y los problemas a encontrarse durante la perforación de un pozo. Una planeación adecuada no puede ser realizada si estos parámetros no son conocidos.

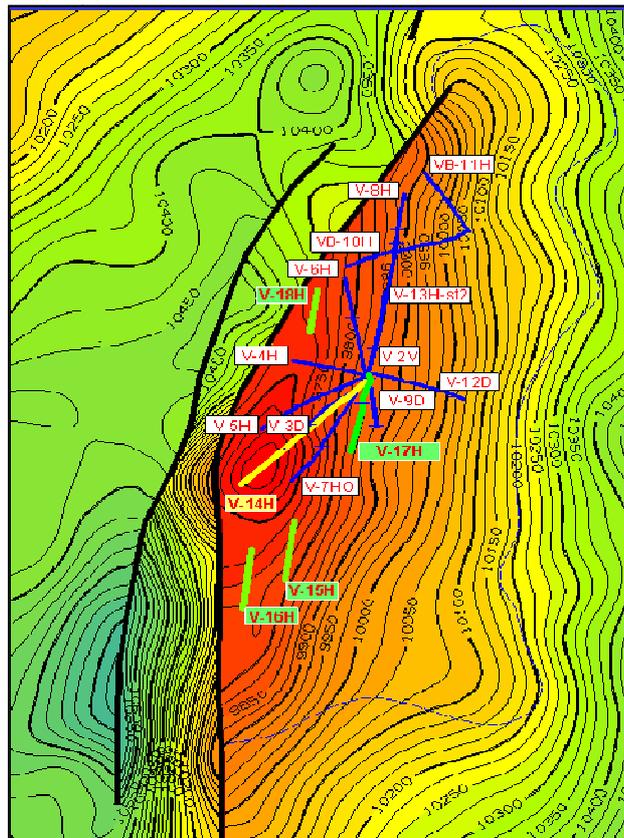
1.5.1.1 Selección de los pozos de control

La planificación del objetivo debe hacerse a partir de un estudio geológico el cual, permita:

- Desarrollo y entendimiento de la litología a perforarse.
- Definir estructuras falladas para una apropiada selección de los pozos de control, seleccionando pozos de naturaleza similar al prospecto.
- Identificar anomalías geológicas que puedan ser encontradas durante la perforación del prospecto.

A continuación, la figura 1.3 muestra un mapa estructural del reservorio en el que se pueden observar los pozos perforados.

Figura 1.3.- Ejemplo de mapa estructural, pozos de control y prospecto.



Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)

1.5.1.2 Registros de Brocas (Bit Records)

Es una buena fuente de información proveniente de los pozos de control, ésta contiene información relativa a las operaciones de perforación. El encabezado de este registro contiene información de la operadora, contratista, torre de perforación, localización del pozo, características de la sarta de perforación y bombas, como se puede observar en la figura 1.4.

En su sección principal, este registro provee información del número y tipo de brocas, tamaño de los jets, especificaciones de la broca, tasas de perforación por broca, peso sobre la broca, parámetros de operación, desviación del hueco, datos operativos de las bombas, propiedades del lodo, estado de la broca al finalizar operación (evaluación IADC, figura 1.5) En estos registros también debe constar información adicional como dog-legs asociados a altas desviaciones del hueco, pegas diferenciales, washouts, etc.

La evaluación de las brocas ayuda en la elaboración del programa de brocas que identifique los parámetros de perforación óptimos y los menos aconsejables así como el tipo de broca a ser usada durante la perforación del prospecto. Así se pueden tomar medidas preventivas ante problemas encontrados en los pozos de control como ruptura de dientes, desgaste excesivo por abrasión, fallas prematuras, etc.

Figura 1.4.- Registro de Brocas, ejemplo de encabezado

GEOGRAPHIC LOCATION		SPUD DATE:	TD DATE:
ECUADOR/QUITO	PETROLEOS EPN	15 - Sept - 2006 @ 01:30	
FIELD / AREA		WELL TYPE:	WORK TYPE :
EPN	EPN 01	DASARROLLO	DAYWORK
		WELL PROFILE :	HCC OFFER :
		HORIZONTAL	LUMP SUM x SECTION
LATITUDE		TURNKEY CO.	TARGET FM :
1° 28' 7.90"	south	PETROLEOS EPN	"SST"
LONGITUDE		DIRECTIONAL CO.:	MUD CO.:
77° 26' 59.803"	West		
RIG 001			

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)

Figura 1.5.- Registro de Brocas

BIT INFORMATION								DEPTH OUT	INTERV DRILLED	NET HRS	NET ROP	HRS IADC	ROP IADC	WOB	RPM		PUMP PRESS	FLOW RATE
No	SIZE	MFG	TYPE	IADC	NZZLS	SERIAL	DATE OUT								ROT	TOTAL		
#	in				1/32"	#		ft.	ft.	hrs	ft / hr	hrs	ft / hr	klbs			psi	gpm
1	17 1/2	HYC	T-11	115	4 X 18	P22019	19-Sep-06	190	65	1,5	43,33	1,5	43,33	20-25	50	50	800	700
1R	17 1/2	HYC	T-11	115	3 X 18 1 X 16	P22019	19-Sep-06	3505	3315	46,29	71,61	62,5	53,04	20-25	90	111,8	900	860

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)

1.5.1.3 Reportes de lodos

Los reportes de lodos describen las propiedades físicas y químicas del sistema de lodos. Estos reportes son preparados diariamente y contienen información como profundidad del pozo, tamaño y número de broca, volumen de los tanques de lodo, datos operativos de las bombas, equipos de control de sólidos y datos de la sarta de perforación. La sección principal del reporte contiene información relativa a las propiedades del lodo como peso del lodo, pH, viscosidad de embudo, viscosidad plástica, yield point, gel, contenido de cloro, calcio y sólidos, capacidad de intercambio catiónico y pérdida de filtrado.

En las figuras 1.6 y 1.7 se muestra un reporte de aditivo de lodos usados y un reporte diario de lodos de perforación respectivamente, en el que se observan los principales parámetros a controlarse durante la perforación.

Figura1.6.- Reporte diario de lodos, encabezado

Propiedades de lodo	Tipo:	MAXDRILL G	R6/R3	6/5	CL	770	Aditivos del lodo		BARITA		STARDRILL	4
	Temp	140	Sólidos	5.3	CA	260	KELZAN	1	GLYMAX	1	SUPERSWEP	
	Densid	9.7	Sand	0.15	MBT	12.5	SUPERSWEEP		KWILSEAL		SINERFLOC	9
	Viscosid	38	PH:	9.4	Filtrad	8	DEFOAM X		LIPCIDE		PAC 30 HV	2
	PV/YP:	11/18	PM	3.10	oil/agua	0/94.3	DESCO	5	MAXDRILL	1		
	Gel:	8/11/14	PF/MF	0.1/1.7	Costra	1.0	PAC 27 LV		SODA CAUSTICA	1		

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)

Figura 1.7.- Reporte diario de lodos

Properties	1	2	3	Hyd 4
Source	SUCCION	SUCCION	SUCCION	SUCCION
Time	3:00	9:00	17:30	21:15
Depth	ft	2,030	2,200	2,779
FL Temp	Deg F		125	127
Density @ Deq F	ppg	9.10 @ 110	9.20 @ 115	9.30 @ 117
FV @ Deq F	sec/qt	33 @ 110	34 @ 115	34 @ 117
PV @ Deq F	cP	4 @ 120	5 @ 120	5 @ 120
YP	lbs/100 ft2	7	6	7
GELS	lbs/100 ft2	3/12/18	4/15/22	4/15/22
600/300		15.0/11.0	16.0/11.0	17.0/12.0
200/100		8.0/6.0	8.0/6.0	9.0/7.0
6/3		5.0/3.0	6.0/4.0	6.0/4.0
API Filt	ml/30 min			
HTHP @ Deq F	ml/30 min			
Cake (API/HTHP)	32nd in			
Corr Solid	% by Vol	5.7	5.7	6.2
NAP/Water	% by Vol	-94.0	-94.0	-93.5
Sand	% by vol	0.15	0.15	0.15
MBT	ppb Eq.	16.0	15.0	17.0
pH @ Deq F		9.20 @ 100	9.20 @ 100	8.80 @ 100
ALK Mud	Pm	0.33	0.33	0.29
ALK Filt	Pf/Mf	0.10/0.50	0.10/0.50	0.07/0.45
Chlorides	mg/l	900	750	700
Tot. Hardness	mg/l	60	200	120
LGS/HGS	% by Vol	5.7/0.0	5.0/0.8	5.2/1.0
LGS/HGS	ppb	52.18/0.20	45.34/11.33	47.65/15.00
ASG	SG	2.604	2.814	2.861

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)

1.5.1.4 Registros de lodos (Mud Logging)

Un registro de lodo contiene información de la perforación pie a pie, lodo y parámetros de la formación. Los registros de lodos son la mejor fuente de información de la rata de penetración (Registro Litológico). Un registro de lodo contiene parámetros de la perforación como rata de penetración, peso en la broca, velocidad rotaria, número y tipo de broca, torque, temperatura del lodo, clorhidratos, contenido de gas y rípios en el lodo, etc.

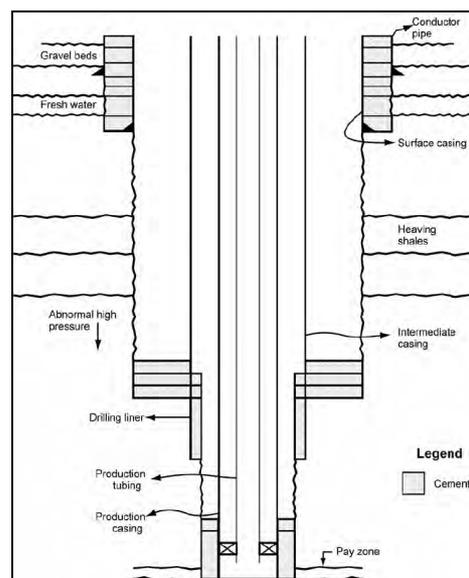
Las escalas de estos registros son arregladas de tal manera que la curva de rata de penetración pueda ser comparada al potencial espontáneo SP o a la curva de Gamma Ray de los pozos de control.

1.5.2 SELECCIÓN DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO

Durante la planificación de los puntos de asentamiento deben considerarse factores geológicos como presión de la formación y fractura, problemas del hueco, políticas internas de la compañía y regulaciones gubernamentales. Los puntos de asentamiento deben ser seleccionados apropiadamente para controlar zonas de presiones anormales y subnormales, aislar zonas potencialmente problemáticas. Otra consideración que debe tenerse en cuenta es el tipo de revestidor que se va a instalar, ya sean éstos revestidores conductores, superficiales, intermedios, liners o productores, como se muestra en la figura 1.8.

Además se deben determinar las características apropiadas de la tubería para soportar los esfuerzos a los que estará sometida durante las operaciones de corrida de tubería, cementación y la etapa de producción.

Figura 1.8.- Tipos de revestidores



Fuente: M. Roberts, Petroleum Engineering Handbook, Vol. 2.

1.6 PREPARACIÓN PARA LA AUTORIZACIÓN DE GASTOS (AFE)

La preparación de los costos estimados para un pozo y la aprobación de los mismos mediante un AFE es el paso final en la planeación. El AFE es usualmente acompañado por un cronograma de pago o de inversión.

Aunque es una parte esencial de la planeación de pozos, la estimación de costos es la más difícil de obtener con un grado adecuado de confiabilidad. Una preparación apropiada de costos estimados requiere de trabajo de ingeniería así como de diseño, los costos deben ajustarse tanto pozos a hueco abierto como pozos completados. La estimación de costos es el último ítem en ser considerado durante la planeación debido a que depende de los parámetros técnicos de diseño del proyecto. Después que los aspectos técnicos son establecidos, el tiempo estimado requerido para la perforación debe ser determinado. El costo real es obtenido mediante la integración de los tiempos de perforación y completación al diseño del pozo.

1.7 OSPREY RISK



1.7.1 INTRODUCCIÓN AL SOFTWARE

Osprey Risk es una herramienta que permite crear un plan operacional detallado de perforación incluyendo una evaluación económica y de riesgos. Utilizando como base los datos de *trayectoria* y *propiedades geomecánicas*, e información introducida mediante un set de catálogos, el sistema calcula los parámetros óptimos del diseño de pozo incluyendo diseño de la sarta, puntos de casing, pesos de lodo, diseño de casing, selección de brocas, hidráulica y otros factores esenciales para la perforación.

El sistema de tareas está integrado a un flujo de trabajo simple en el cual, las salidas de la tarea previa provee información para la tarea siguiente, permitiendo modificar las salidas y, por lo tanto, las entradas para cada actividad. Dos grupos primarios utilizan el software Osprey Risk: geocientistas e ingenieros de perforación. Geocientistas manejan datos de trayectoria y propiedades de la tierra, mientras los ingenieros de perforación aprovechan los cálculos de ingeniería para determinar de manera rápida, el mejor plan de perforación en términos de tiempo, costo y riesgos. En perforación, el sistema también permite trabajar con parámetros como geometría del pozo y las salidas de las diferentes tareas para planear la actividad y evaluar el riesgo.

1.7.2 INFORMACIÓN NECESARIA PARA TRABAJAR CON OSPREY RISK

Dentro de la sección inicial de la secuencia de trabajo, los datos que se necesitan son los referentes al escenario en el cual vamos a trabajar (pre-existente o Nuevo), datos de la trayectoria, propiedades geomecánicas y selección de taladro. La parte inicial de la secuencia de tareas permite además, verificar si las entradas de datos anteriores son correctas y coherentes entre sí. A continuación, en la tabla 1.2 se presenta un resumen de la información principal que debe ser introducida para el inicio del trabajo:

Tabla 1.2.- Entradas de Información en Osprey Risk

TAREA	PROPOSITO
Escenario	Permite obtener la información de un escenario existente o crear un Nuevo escenario de trabajo.
Trayectoria	Permite cargar y visualizar los parámetros de la trayectoria planeada.
Propiedades del subsuelo	Se utiliza para introducir los parámetros físicos que afectan al pozo.
Selección de taladro	Esta opción busca coincidencias de las entradas anteriores con la información de los catálogos de taladros para así calcular el menos costoso y más apropiado taladro para perforar el pozo.
Recálculo	Es una herramienta opcional que permite verificar si los datos tanto de propiedades físicas y trayectoria coinciden y son coherentes entre sí.

Fuente: Osprey Risk, User Manual 2008.2.
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

1.7.3 EVALUACIÓN DE RIESGOS

La herramienta para la evaluación de riesgos *Risk Index*, compara distintos pozos y escenarios mostrando los factores de riesgo individuales a lo largo tanto de la profundidad medida como de la profundidad vertical verdadera. El usuario puede visualizar los distintos niveles de riesgo mediante un sistema de colores que permite identificar riesgos bajos, medios y altos, y la profundidad a la que estos ocurren.

Además de comparar riesgos de manera individual, la herramienta entrega una valoración del riesgo promedio para el escenario con el que se está trabajando. Este índice carente de unidad puede ser utilizado para comparar el efecto de cambios y modificaciones en el pozo. Los resultados también se evalúan en cuatro categorías de riesgo que son Ganancias, Pérdidas, Pegas y Mecánica. La tabla 1.3 muestra un resumen de las categorías de riesgo que el software Osprey Risk maneja:

Tabla 1.3.- Categorías de riesgo

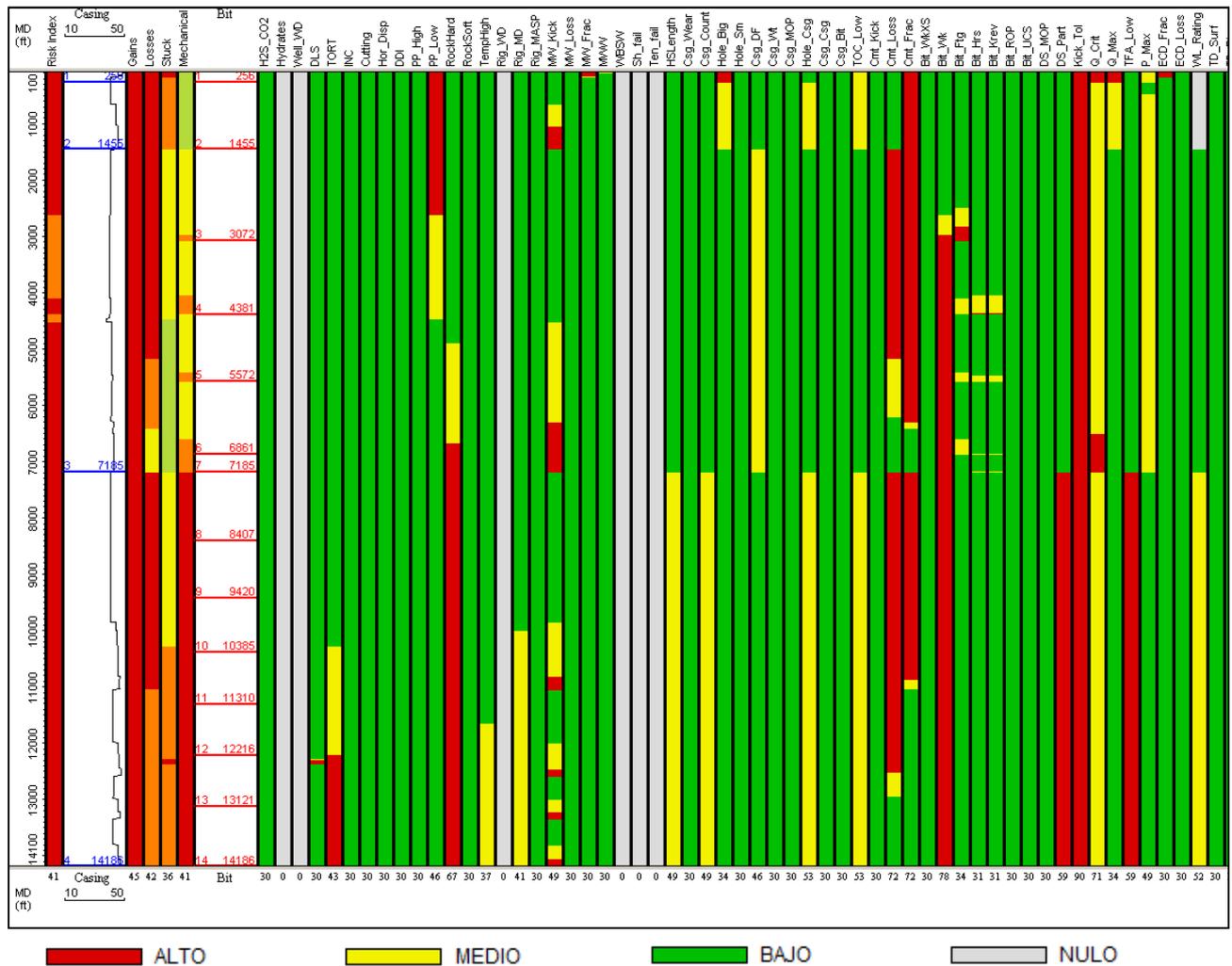
CATEGORÍA	DESCRIPCIÓN
Ganancias	Es la condición donde fluido o gas de la formación entra al pozo debido a bajo peso del lodo (presión hidrostática) en el pozo y una presión de poro alta en la formación.
Pérdidas	Pérdida de circulación o pérdida de fluido de perforación o cemento del pozo hacia las formaciones. Suele ocurrir durante la perforación y puede prevenirse utilizando aditivos para pérdida de circulación o disminuyendo la densidad.
Pegas	La pega de tubería puede ser por diferencial o mecánica. Pegas diferenciales ocurren debido a altos diferenciales de presión, formaciones permeables o costra de lodo muy gruesa.
Daño mecánico	Estos riesgos dependen de todo el equipo existente en la locación, se considera el tipo de taladro, revestidores, brocas (ROP), bombas, sarta de perforación, margen de overpull, desviación, tortuosidad, DLS, etc.

Fuente: Osprey Risk, User Manual 2008.2.

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

La figura 1.9 muestra la distribución de riesgos descritas en la tabla 1.3, así como los riesgos individuales presentes en cada sección del pozo.

Figura 1.9.- Gráfico análisis de riesgo

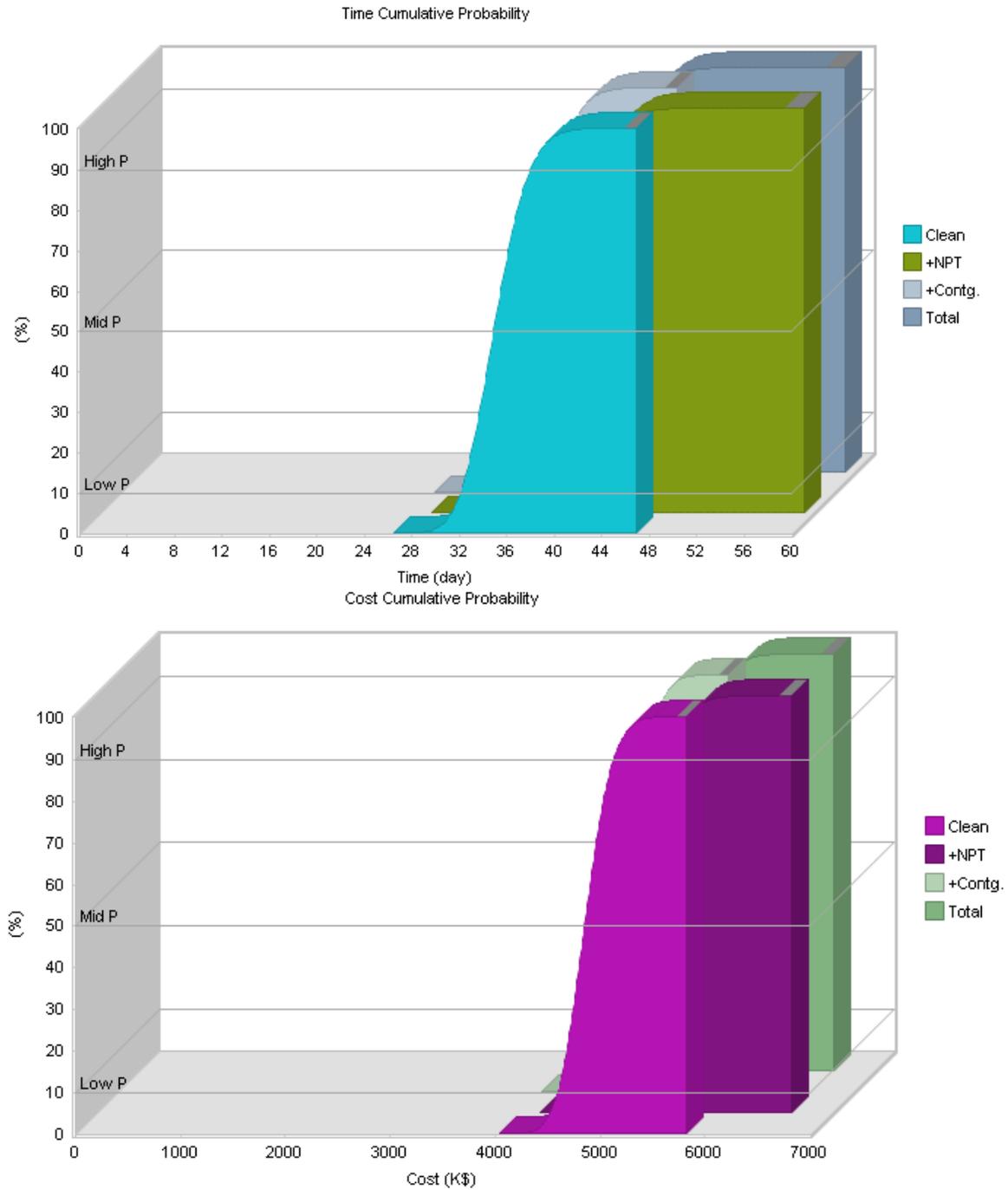


Fuente: Osprey Risk, User Manual 2008.2.

Con la finalidad de determinar los riesgos más representativos para la integridad del pozo, el sistema provee el análisis de riesgo mediante el *Gráfico de Pareto*, indicando de mayor a menor, el riesgo que implica cada actividad dentro del plan de perforación, como se muestra en la figura 1.10.

En esta figura se muestran los resultados de la simulación para el tiempo total de la perforación del pozo (tiempo limpio, tiempo no productivo, contingencia y total) y el costo total asociado al mismo, para ambos casos se distinguen las probabilidades: baja, media y alta.

Figura 1.11.- Simulación de Monte Carlo



Fuente: Osprey Risk, User Manual 2008.2.

1.7.6 REPORTE SUMARIO DE ACTIVIDADES

Recopila todos los parámetros calculados y estimados del análisis de riesgos.

- *Sumario del pozo.*- provee tiempo y costo total del pozo.
- *Sección del hueco.*- provee información de acuerdo a cada sección (casing conductor, superficial, intermedio, productor) por tarea (cementación, trayectoria, brocas, bombas, fluidos).
- *Reporte sumario de costos.*- provee los costos por sección y por tareas, así como el costo total del pozo.
- *Reporte sumario de riesgos.*- provee un estimado de riesgos por sección y por categoría (ganancias, pérdidas, pegas, problemas mecánicos).

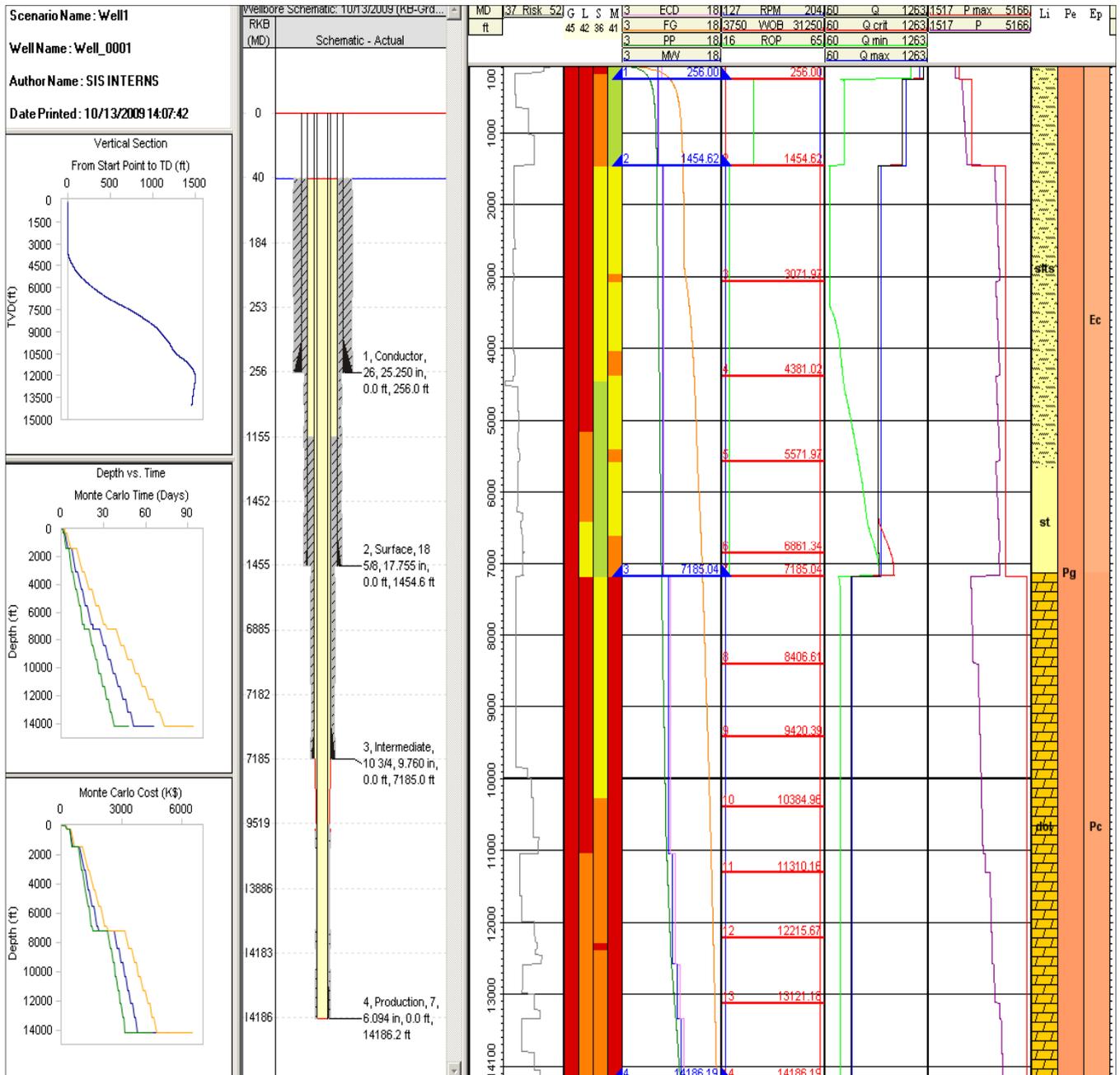
1.7.7 MONTAGE

Es la opción dentro de Osprey Risk que permite observar gráficamente los resultados del sumario de actividades. En la figura 1.12 se presenta un ejemplo del Montage para un pozo.

El Montage se compone de las siguientes secciones:

- Datos generales del pozo, sección vertical, curva de avance en tiempo y curva de avance en costo (col. 1)
- Esquemático del pozo en MD (col. 2)
- Distribución de riesgo (col. 3)
- Hidráulica de perforación (col. 4)
- Parámetros de perforación (col. 5)
- Caudales esperados (col. 6)
- Presiones esperadas (col. 7)
- Geología esperada (col. 8)

Figura 1.12.- Representación gráfica sumario de diseño y riesgos



Fuente: Osprey Risk, User Manual 2008.2.

En este ejemplo de pozo direccional tipo "S" se puede observar que los mayores riesgos se presentan en la sección superficial y en la de producción. El escalonamiento observado en las curvas de avance (col. 1) es debido a varios cambios de broca en cada una de las secciones.

1.8 DRILLING OFFICE

Drilling Office

1.8.1 INTRODUCCIÓN AL SOFTWARE

Drilling Office permite un manejo comprensivo, flexible y actualizado en la perforación de exploración y desarrollo mediante un flujo de trabajo que reduce el tiempo de planeación. Drilling Office optimiza el tiempo de perforación debido a que permite una resolución de problemas en la planificación y minimiza el costo de eventos inesperados durante la perforación.

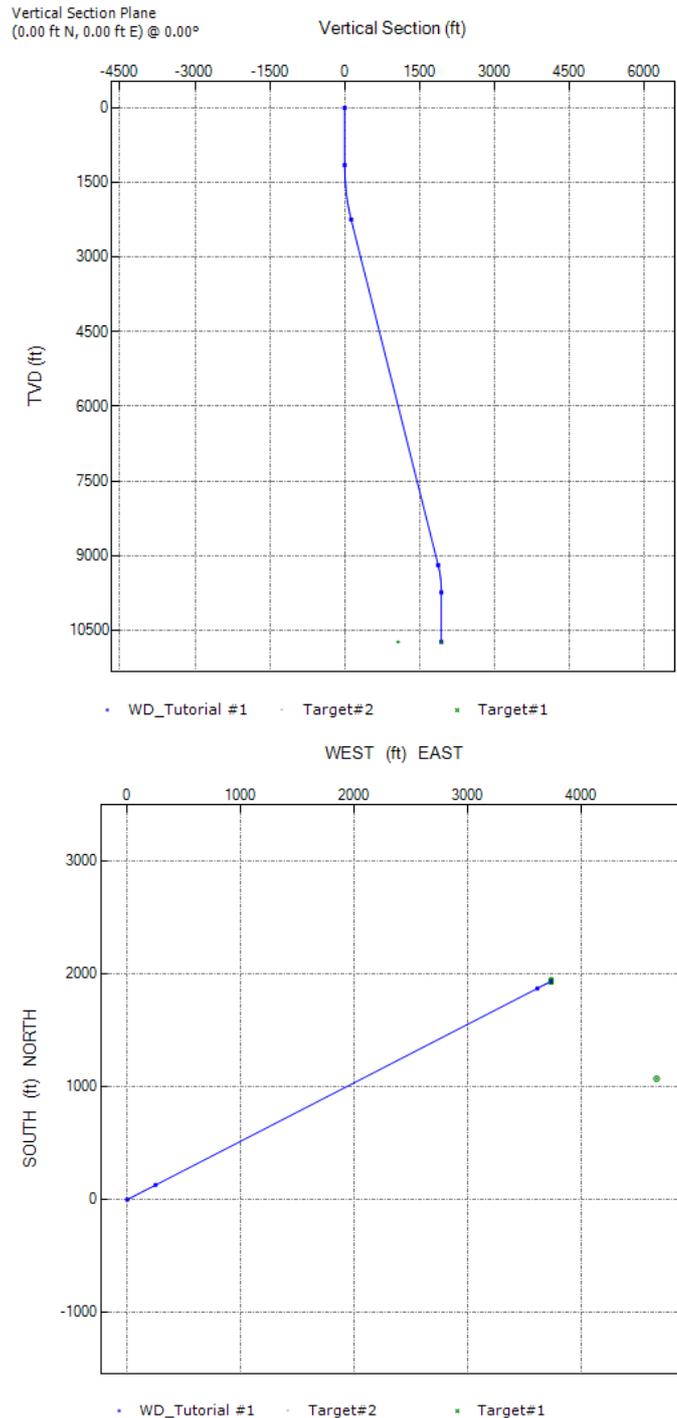
1.8.2 INTEGRACIÓN Y VISUALIZACIÓN DE DATOS

Sin importar si la planeación es simple, compleja o para un pozo desviado, horizontal o multilateral, el software permite un diseño más eficiente y efectivo. Una integración de datos de una planificación detallada permiten tomar decisiones que optimizaran el diseño, al estandarizar el proceso y las técnicas de planeamiento se pueden innovar soluciones que permitirán una producción más eficiente así como, reducir riesgo y costo por pie perforado.

1.8.3 APLICACIONES

- Ubicación del objetivo.- validación de objetivos geológicos, diseño de trayectoria, manejo de survey y prevención de colisiones, como se muestra en la figura 1.13
- Diseño de perforación.- diseño de sarta, torque y arrastre e hidráulica de perforación.
- Construcción del pozo.- diseño de casing y tubing.

Figura 1.13.- Desplazamiento y sección vertical

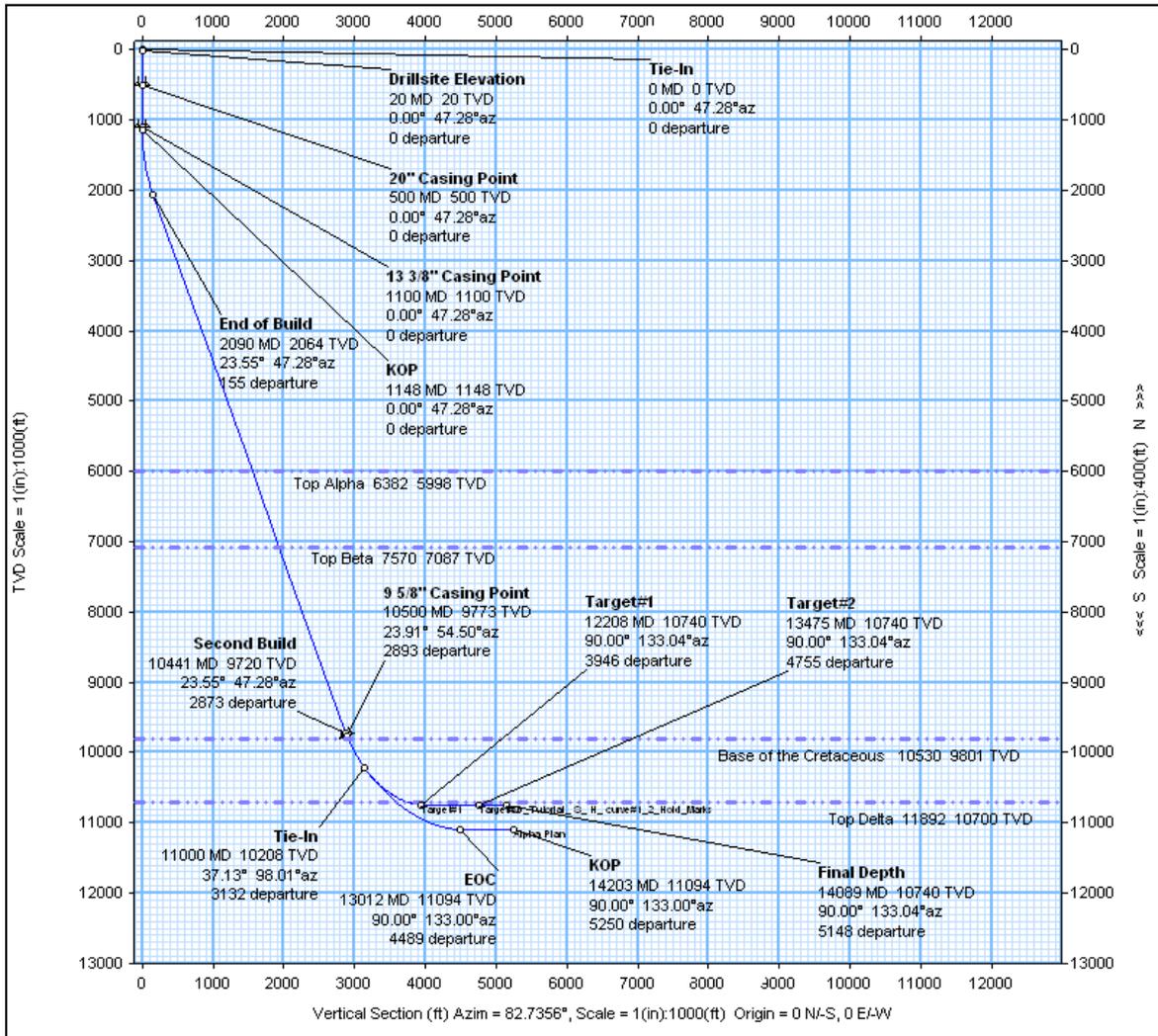


Fuente: Drilling Office, User Manual 2008.2.

En este ejemplo se observa un pozo direccional tipo “S”, el cual consta de una sección vertical, un KOP a los 1400 pies, EOC 1 a los 2100 pies, una sección tangente hasta los 9100 pies (KOP 2), EOC 2 a los 10000 pies llegando verticalmente al objetivo y rumbo del pozo NE.

La figura 1.14 muestra una sección vertical para un pozo multilateral, horizontal de dos ramales, en el que se observan los diámetros de los revestidores y sus puntos de asentamiento, puntos importantes en la perforación direccional (KOP, EOC, TIE IN) y las arenas de interés.

Figura 1.14.- Sección Vertical



Fuente: Drilling Office, User Manual 2008.2.

1.8.4 FLUJO DE TRABAJO

- Módulos básicos de planeamiento
- Módulo integrado para la ubicación del objetivo
- Diseño de perforación
- Construcción de pozo

1.9 CONCEPTOS ADICIONALES RELACIONADOS AL PLANEAMIENTO DE POZOS

1.9.1 PROPIEDADES GEOMECÁNICAS

1.9.1.1 *Gradiente de fractura (FG)*

Se define como la presión a la cual ocurre la ruptura de una formación, una predicción exacta del gradiente de fractura es esencial para optimizar el diseño del pozo. En la etapa de la planeación del pozo, puede estimarse a partir de los datos de los pozos de referencia. Si no hay datos disponibles, se usan otros métodos empíricos, por ejemplo:

- Matthews & Kelly
- Eaton
- Zamora

1.9.1.2 *Presión de Poro (PP)*

Se define como la presión que actúa o ejerce en los fluidos en los espacios porosos de la roca. Se relaciona con la salinidad del fluido.

1.9.1.2.1 *Presión de Poros Normal*

La presión Normal de poros es la presión hidrostática de una columna de fluido de la formación que se extiende desde la superficie hasta la formación en el subsuelo. El gradiente de presión normal se considera de 0.465psi/ft. La magnitud de la Presión Normal varía según la concentración de sales disueltas en el fluido de formación, tipo de fluido, gas presente y gradiente de temperatura.

1.9.1.2.2 *Presión Anormal de Poros*

Se define como cualquier presión del poro que sea mayor que la presión hidrostática normal del agua de formación (de salinidad normal promedio) que ocupa el espacio poroso (gradiente mayor a 0.465psi/ft). Las causas de la presión anormal se atribuyen a la combinación de varios eventos geológicos, geoquímicos, geotérmicos y mecánicos.

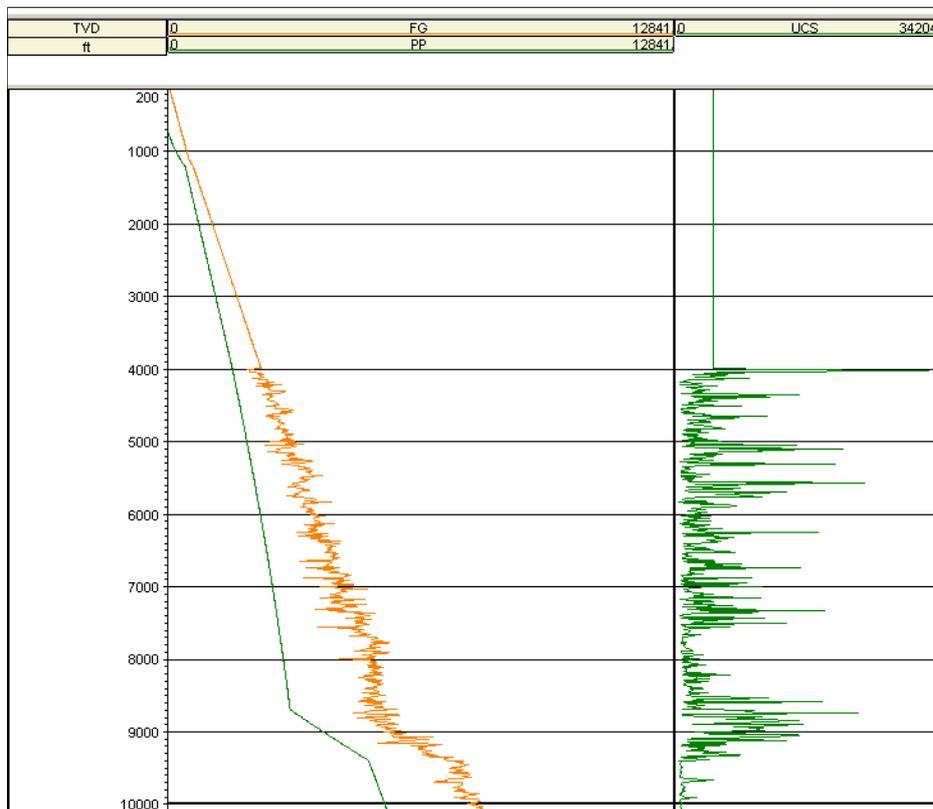
1.9.1.2.3 Presión Subnormal de Poros

Se define como cualquier presión de poros que sea menor a la correspondiente presión hidrostática normal (de una columna de fluido de salinidad Normal promedio) a una profundidad dada (gradiente menor a 0.465psi/ft). Ocurre con menor frecuencia que las presiones anormales. Pudiera tener causas naturales relacionadas con el historial estratigráfico, tectónico o geoquímico del área.

1.9.1.3 Esfuerzo Compresivo No Confinado (UCS))

El esfuerzo compresivo no confinado (Unconfined Compressive Strength) es el punto en el que un material falla como resultado de compresión inconfined únicamente, cuando el material se ha deformado un 20% sin llegar al esfuerzo máximo. (Si no existen otros factores presentes). A continuación, la figura 1.15 muestra: en la primera columna la profundidad vertical verdadera (TVD), en la segunda columna la presión de poro y el gradiente de fractura, y en la tercera columna el esfuerzo compresivo no confinado (UCS).

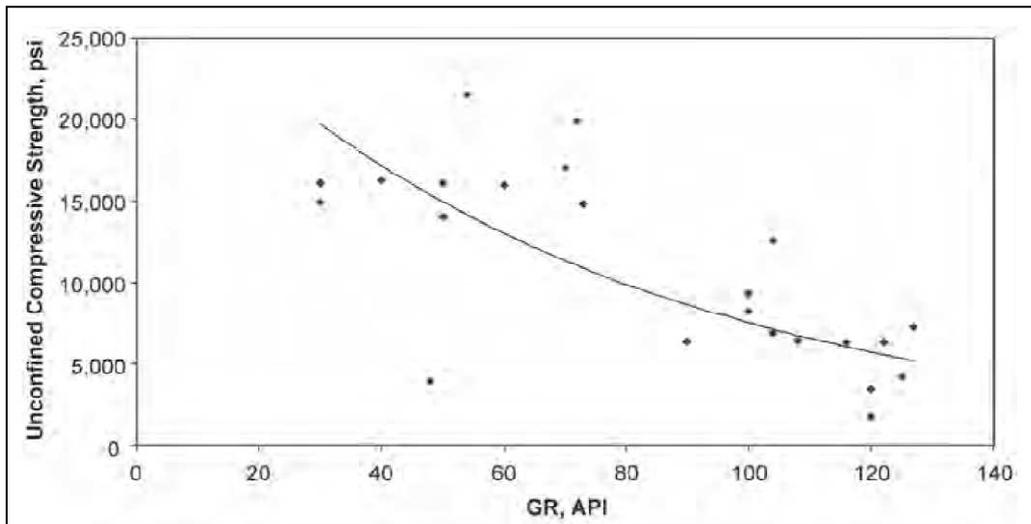
Figura 1.15.- Presión de Poro, Gradiente de Fractura y UCS



Fuente: Osprey Risk, User Manual 2008.2.

Como se puede observar en la figura 1.16, el esfuerzo compresivo no confinado (UCS) está relacionado a otras propiedades de la roca, observándose que el UCS dependerá de la composición de la roca y los esfuerzos a los que está sometida.

Figura 1.16.- UCS vs GR



Fuente: M. Roberts, Petroleum Engineering Handbook, Vol. 2.

1.9.2 FLUIDOS DE PERFORACIÓN

1.9.2.1 Viscosidad plástica (PV)

Es aquella parte de la resistencia a fluir causada por fricción mecánica. Esta fricción se produce:

- Entre los sólidos contenidos en el lodo.
- Entre los sólidos y el líquido que lo rodea.
- Debido al esfuerzo cortante del propio líquido.

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

Este control se obtiene por dilución o por mecanismos de control de sólidos. Para lograr tal propósito, es fundamental que los equipos de control de sólidos funcionen en buenas condiciones.

Para determinar la viscosidad plástica se utiliza la siguiente ecuación:

$$V_p \text{ (cps)} = \text{Lectura a 600 rpm} - \text{Lectura a 300 rpm} \quad (1.1)$$

1.9.2.2 Yield Point (YP)

Se define como la resistencia a fluir causada por las fuerzas de atracción electroquímicas entre las partículas sólidas.

Estas fuerzas son el resultado de las cargas negativas y positivas localizadas cerca de la superficie de las partículas.

El punto cedente, bajo condiciones de flujo depende de:

- Las propiedades de la superficie de los sólidos del lodo.
- La concentración de los sólidos en el volumen de lodo.
- La concentración y tipos de iones en la fase líquida del lodo.

Generalmente, el punto cedente alto es causado por los contaminantes solubles como el calcio, carbonatos, etc., y por los sólidos arcillosos de formación.

Altos valores del punto cedente causan la floculación del lodo, que debe controlarse con dispersantes.

Para determinar este valor se utiliza la siguiente fórmula:

$$V_p \left(\frac{\text{lbs}}{100} p^2 \right) = \text{Lectura a 300 rpm} - V_p \quad (1.2)$$

1.9.2.3 *Esfuerzo cortante (shear)*

La fuerza de gelatinización, como su nombre lo indica, es una medida del esfuerzo de ruptura o resistencia de la consistencia del gel formado, después de un período de reposo. La tasa de gelatinización se refiere al tiempo requerido para formarse el gel. Si esta se forma lentamente después que el lodo está en reposo, se dice que la tasa de gelatinización es baja y es alta en caso contrario. Un lodo que presenta esta propiedad se denomina tixotrópico. El conocimiento de esta propiedad es importante para saber si se presentarán dificultades en la circulación. El grado de tixotropía se determina midiendo la fuerza de gel al principio de un período de reposo de 10 segundos, después de agitarlo y 10 minutos después. Esto se reporta como fuerza de gel inicial a los 10 segundos y fuerza de gel final a los 10 minutos.

La resistencia a la gelatinización debe ser suficientemente baja para:

- Permitir que la arena y el ripio sea depositado en el tanque de decantación.
- Permitir un buen funcionamiento de las bombas y una adecuada velocidad de circulación.
- Minimizar el efecto de succión cuando se saca la tubería y de pistón cuando se introduce la misma en el hoyo.
- Permitir la separación del gas incorporado al lodo.

1.9.2.4 *Constantes K y n*

Son constantes utilizadas en la Ley de Potencia de Fluidos para definir el esfuerzo cortante (τ) en función de la viscosidad del fluido (K), la medida del grado de desviación del comportamiento del fluido newtoniano (n) y la viscosidad aparente (A).

$$A = k * (\tau)^n \tag{1.3}$$

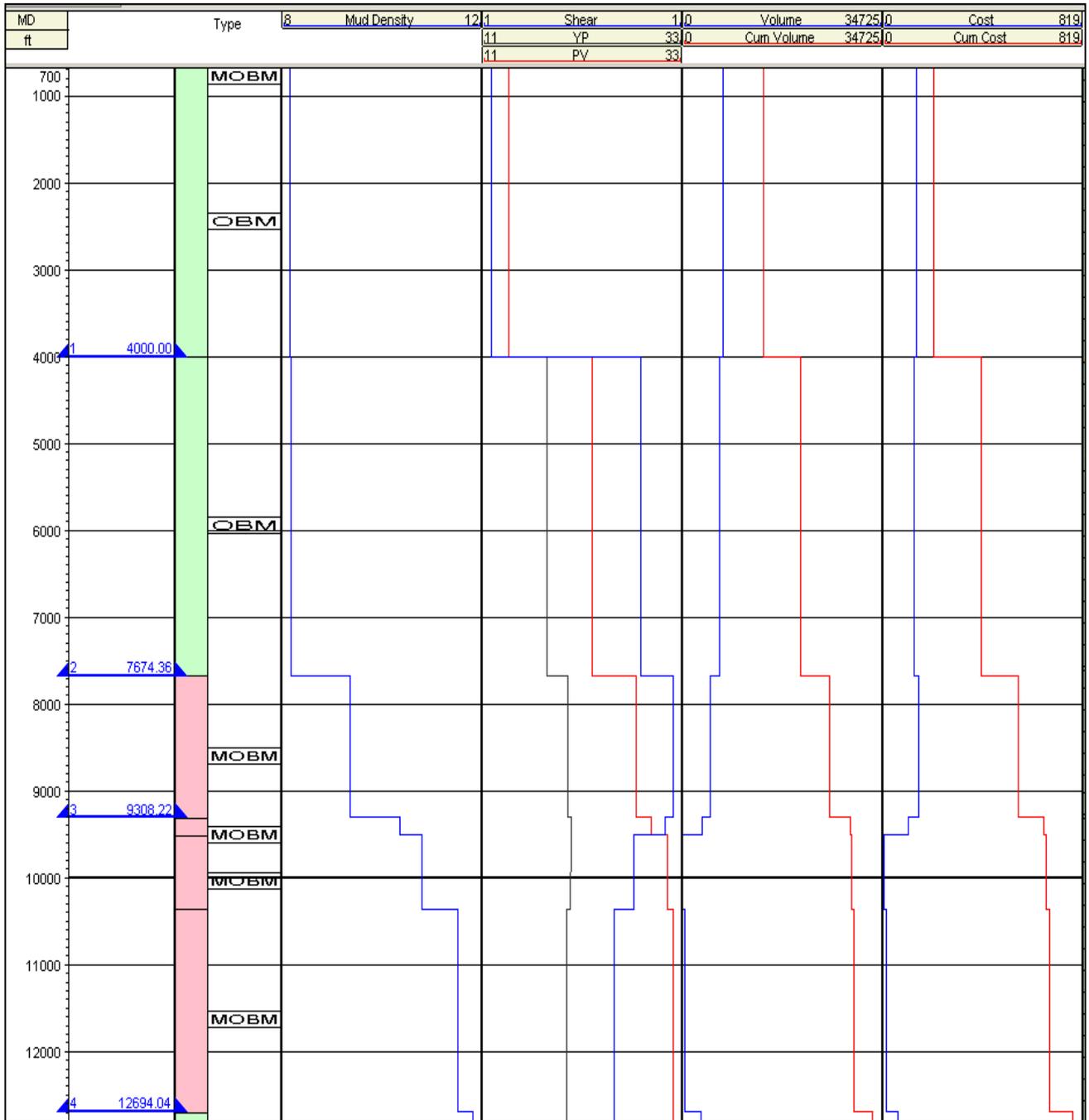
Si $n > 1$, fluido dilatante

Si $n = 1$, fluido newtoniano

Si $n < 1$, fluido pseudo plástico.

A continuación, la figura 1.7 muestra las principales propiedades reológicas que deben considerarse durante la planeación y perforación del pozo.

Figura 1.17.- Propiedades del fluido de perforación por sección



Fuente: Osprey Risk, User Manual 2008.2.

1.10 GEOMECÁNICA APLICADA A LA PERFORACIÓN

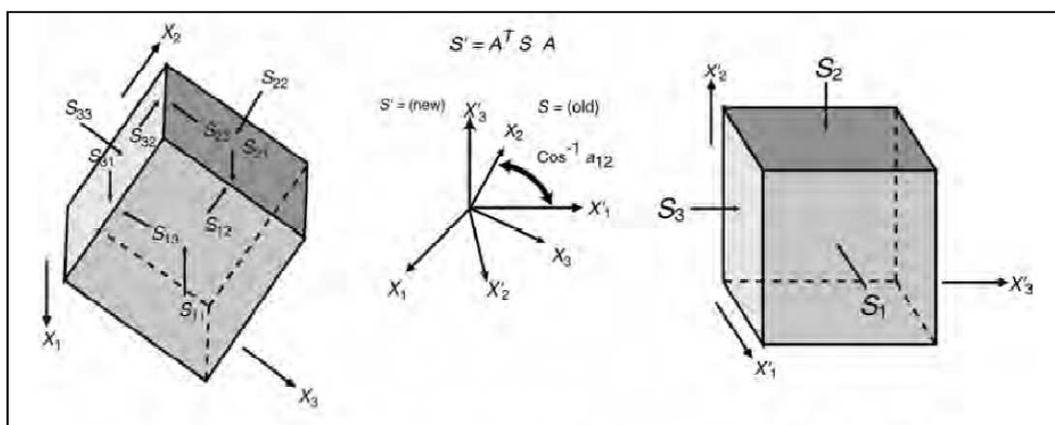
Debido a que los pozos actuales se han tornado más caros y complejos, tanto en geometría de pozo (alcance y trayectoria) así como profundidades aun mayores y condiciones tales como altas temperaturas, altas presiones de poro y altos regímenes de esfuerzos, el éxito económico del desarrollo del campo solo puede ser asegurado si la geología y la tectónica del campo son entendidas y las actividades de perforación son desarrolladas bajo el entendimiento de las mismas.

1.10.1 DEFINICIONES RELATIVAS A LA GENERACIÓN DEL MODELO GEOMECÁNICO

1.10.1.1 Esfuerzo tectónico

Las fuerzas presentes en la formación son cuantificadas mediante un tensor de esfuerzo, en el cual sus componentes individuales actúan perpendicular o paralelamente en los tres planos que son ortogonales uno a otro. Las normales a los planos ortogonales definen un plano de coordenadas cartesianas (x_1, x_2, x_3). El tensor de esfuerzo tiene nueve componentes, cada uno de los cuales tiene una orientación y una magnitud. Tres de estos esfuerzos son normales en los cuales la fuerza es aplicada perpendicularmente al plano. Los otros seis esfuerzos son de corte en los cuales la fuerza es aplicada paralelamente al plano, como muestra la figura 1.18.

Figura 1.18.- Definiciones del tensor de esfuerzo en coordenada cartesianas, tensor de trasformación en dirección a esfuerzos principales.

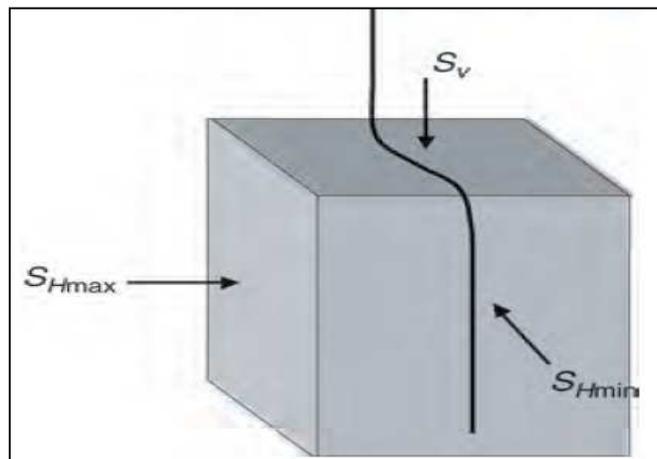


Fuente: M. Roberts, Petroleum Engineering Handbook, Vol. 2.

En cada punto existe una inclinación particular en la que la orientación de los ejes para cada esfuerzo de corte es cero, estas direcciones son definidas como direcciones de esfuerzo principal.

El esfuerzo actuando a través de los ejes de esfuerzo principal son llamados esfuerzos principales. Las magnitudes de estos esfuerzos principales S_1 , S_2 , y S_3 corresponden al esfuerzo principal mayor, intermedio y menor respectivamente. A continuación, la figura 1.19 muestra la distribución de los esfuerzos a presentarse durante la perforación de un pozo direccional.

Figura 1.19.- Esfuerzo vertical S_v , horizontal máximo S_{Hmax} y horizontal mínimo S_{Hmin}



Fuente: M. Roberts, Petroleum Engineering Handbook, Vol. 2.

Se ha comprobado que en la mayor parte del globo, sin importar la profundidad a la cual se encuentre la broca, el esfuerzo actuando verticalmente en un plano horizontal (S_v) es el esfuerzo principal presente. Esto requiere que los otros dos esfuerzos principales actúen en la dirección horizontal. Debido a que estos esfuerzos son distintos en magnitud son referidos como esfuerzo horizontal máximo y mínimo (H_{max} , H_{min}).

Los procesos que contribuyen al esfuerzo in situ de la arena incluyen esfuerzos debidos a la tectónica de placas y la sobrecarga gravitacional. Cada uno de estos esfuerzos es modificado por efectos geológicos locales como vulcanismo, terremotos etc.

Debido a que estos son los esfuerzos principales presentes en la formación deben ser considerados tanto en la ingeniería de perforación como de reservorios. La tabla 1.4 muestra una descripción de los principales esfuerzos presentes en el subsuelo y que afectan la perforación de un pozo.

Tabla 1.4.- Fuentes de esfuerzos en la tierra

Tectónica de Placas	Los esfuerzos derivados de la tectónica de placas tienen orientaciones constantes dependiendo de su ubicación geográfica. Estos son causados por una variedad de efectos como, colisión de placas, resbalamiento.
Cargas Topográficas	Son causadas por grandes cadenas montañosas. Esta categoría incluye cargas gravitacionales como aquellas asociadas a la sedimentación.
Efecto de boyanza debido a la litología	Son esfuerzos debidos a la diferencia de densidad entre litosfera y aténósfera.
Fuerzas Flexoras	Esfuerzos originados en zonas topográficas específicas debido a procesos como la subducción.
Procesos Activos	Procesos como terremotos (debido a fallas), vulcanismo activo modifican los esfuerzos presentes localmente.

Fuente: M. Roberts, Petroleum Engineering Handbook, Vol. 2.
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

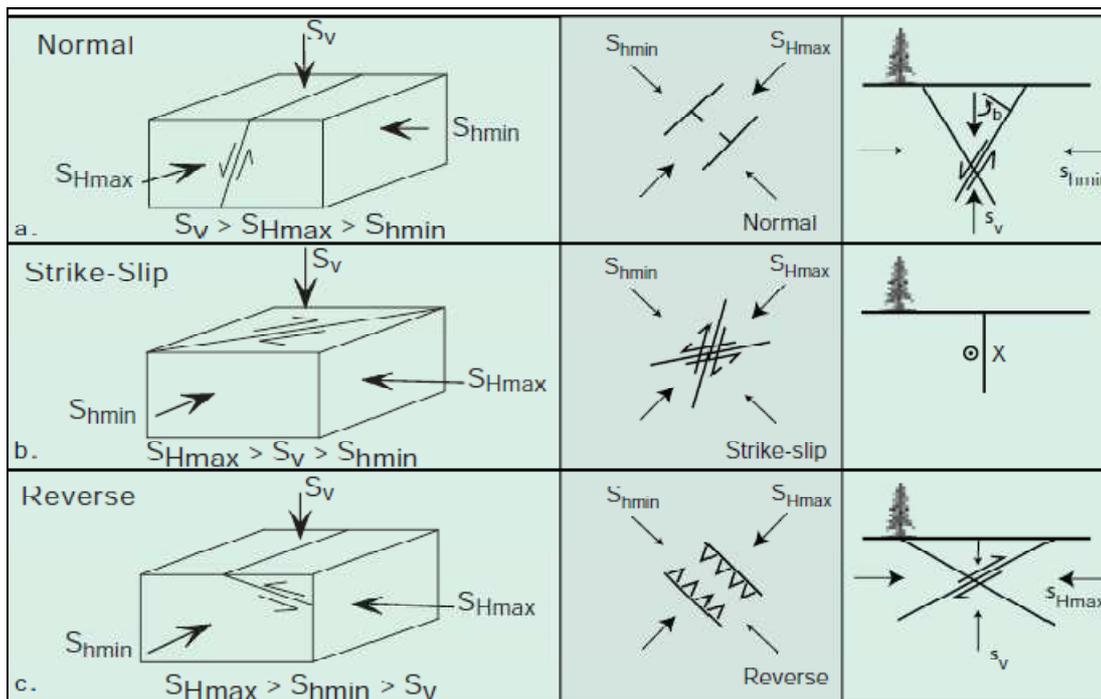
1.10.1.1.1 Magnitudes relativas de los principales esfuerzos en la Tierra

Los esfuerzos verticales pueden ser mayores, intermedios o menores. Un régimen de falla normal es aquel en el que el esfuerzo vertical es el esfuerzo mayor. Cuando el esfuerzo vertical es intermedio, se espera un régimen de cizalla-rumbo. Si el esfuerzo vertical es el esfuerzo menor el régimen es identificado con una falla inversa.

El esfuerzo horizontal a una profundidad dada sería el menor en un régimen de falla normal, el intermedio en un régimen de cizalla o rumbo y, el mayor en un régimen de falla inversa.

En general, los pozos verticales serán menos estables según los cambios de régimen de falla normal a cizalla y rumbo y falla inversa, por lo que requerirán de mayores pesos de lodo durante la perforación. La figura 1.20 muestra los tres tipos principales de falla, normal, inversa y derrumbe; (primera columna), la orientación y ubicación de los esfuerzos (segunda columna) y una sección vertical con la distribución de esfuerzos para cada caso (tercera columna).

Figura 1.20.- Tipos y orientación de los esfuerzos principales



Fuente: M. Roberts, Petroleum Engineering Handbook, Vol. 2.

1.10.1.2 Presión de poro

En ausencia de otros procesos geológicos, la presión de poro es igual al peso de la columna hidrostática a la misma profundidad, así como el esfuerzo vertical total es igual al peso de la columna de fluido y de la roca. Varios procesos pueden hacer que la presión de poro difiera de la presión hidrostática. Los procesos que incrementan la presión de poro incluyen sobre-compactación causada por un rápido confinamiento de sedimentos de baja permeabilidad, compresión lateral, liberación de agua de minerales de arcilla causado por el calentamiento y la compresión, expansión de fluidos debido al calentamiento, contraste de la densidad de fluidos e inyección de fluidos (recuperación mejorada).

Aquellos procesos que disminuyen la presión de poro incluyen drenamiento de fluidos, reducción de la sobrecarga natural, dilatación de la roca y depletación del reservorio.

Debido a que la presión de poro y los esfuerzos horizontales están relacionados entre sí, los cambios en la presión de poro también causan efectos similares en el esfuerzo. Mientras que las propiedades exactas dependen de las propiedades del reservorio, es razonable asumir que el cambio en el esfuerzo horizontal es aproximadamente 2/3 del cambio en la presión de poro.

1.10.1.3 Esfuerzo Efectivo

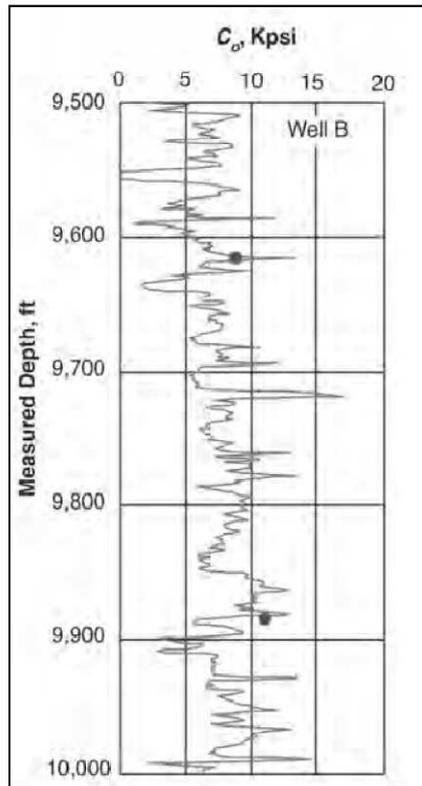
La relación matemática entre el esfuerzo y la presión de poro se define en términos de esfuerzo efectivo. Implícitamente el esfuerzo efectivo es la porción de la carga externa del esfuerzo total que es soportado por la roca.

El concepto de esfuerzo efectivo es importante ya que, de ensayos de laboratorio, se conoce que propiedades como velocidad, porosidad, densidad, resistividad y dureza son todas funciones del esfuerzo efectivo.

Debido a que estas propiedades varían con el esfuerzo efectivo, es posible determinar el mismo a partir de mediciones físicas como resistividad y tiempo de tránsito. Esta es la base para la mayoría de algoritmos para la predicción de la presión de poro.

La figura 1.21 muestra la variación existente del esfuerzo compresivo con la profundidad, el esfuerzo compresivo ha sido estimado mediante correlaciones a partir de registros a hueco abierto.

Figura 1.21.- UCS derivado de registros a hueco abierto



Fuente: M. Roberts, Petroleum Engineering Handbook, Vol. 2.

1.10.1.4 Esfuerzos alrededor de un pozo vertical

Para un pozo vertical perforado en una roca elástica, homogénea e isotrópica, el esfuerzo principal (esfuerzo de sobrecarga) es paralelo al eje del pozo.

1.10.1.4.1 Fallas por compresión en el hueco del pozo

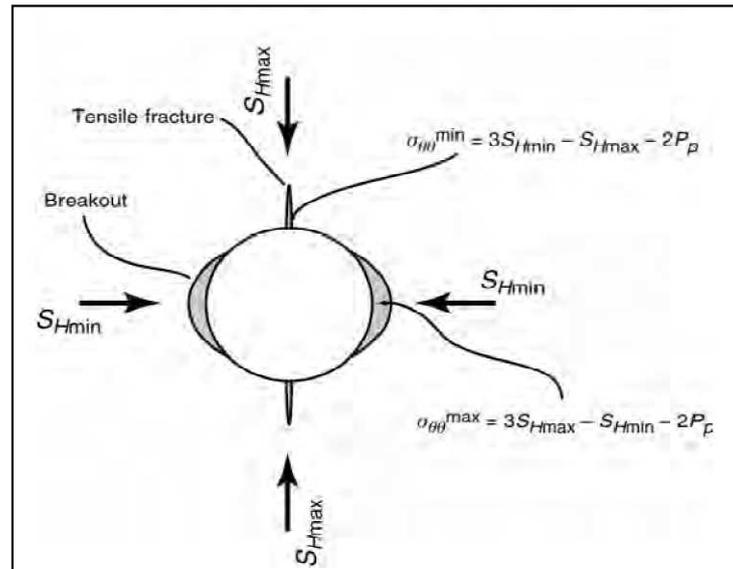
El esfuerzo inducido al hueco del pozo debido a fuerzas compresivas provoca derrumbes cuando la fuerza de la roca excede el esfuerzo compresivo máximo alrededor del hueco del pozo. Si la roca dentro del derrumbe no posee fuerza residual, esta cae en el hueco del pozo y es acarreada a superficie por el lodo de perforación.

1.10.1.4.2 Fallas por tensión en el hueco del pozo

Es conocido que al presurizar un pozo vertical, se formara una fractura hidráulica en la orientación del esfuerzo horizontal máximo S_{hmax} .

En algunos casos, el esfuerzo en estado natural, puede ser ayudado por perturbaciones relacionadas a la perforación como altos pesos de lodo, causaran que el hueco del pozo falle en tensión generando una fractura tensil inducida por la perforación, como se observa en la figura 1.22.

Figura 1.22.- Falla por esfuerzo compresivo y tensional



Fuente: M. Roberts, Petroleum Engineering Handbook, Vol. 2.

1.10.1.5 Efectos del peso del lodo y la temperatura en los esfuerzos concentrados en el hueco del pozo

El fluido de perforación actúa en contra de la presión de poro y cualquier exceso de presión (incremento excesivo en el peso del lodo) es aplicado directamente a la roca. El peso del lodo es incrementado usualmente para inhibir problemas de derrumbes en la formación o inestabilidad del hueco del pozo. Por otro lado, el incremento del peso del lodo puede inducir fracturas debido a esfuerzos tensiles en el hueco del pozo.

El efecto del aumento de la temperatura se ve reflejado en una tendencia a derrumbes y una inhibición de fracturas debido a esfuerzos tensiles. El enfriamiento del lodo inhibe los derrumbes mientras el lodo sea mantenido por debajo de la temperatura de la formación, e incrementa la tendencia a fracturas tensiles.

1.10.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO GEOMECÁNICO

Los elementos para la construcción del modelo geomecánico, el cual es la base para el análisis de estabilidad del hueco son el establecimiento de las magnitudes de los esfuerzos principales, la presión de poro y propiedades de la roca como UCS.

1.10.2.1 *Presión de Sobrecarga*

La presión de Sobrecarga S_v , es igual a la suma de los pesos de los fluidos y de las capas suprayacentes. Esta puede ser calculada mediante la integración de la densidad de los materiales de las capas suprayacentes a la profundidad de interés.

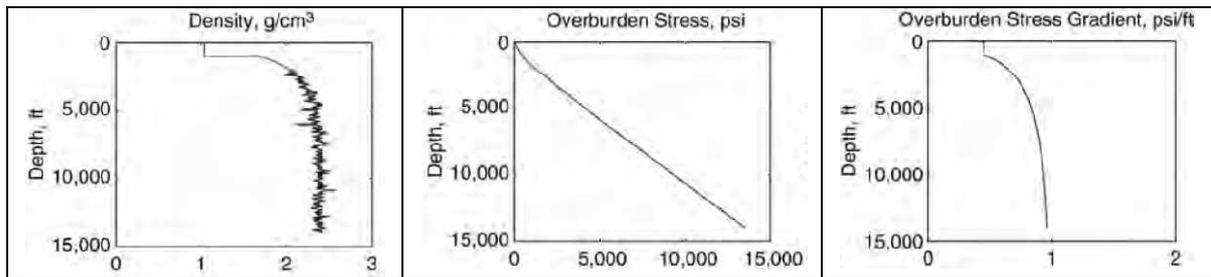
$$S_v(Z_o) = \int_0^{Z_o} \rho_b G dz. \quad (1.4)$$

La mejor medición de la densidad se obtiene de registros a hueco abierto. Si existen datos de sísmica disponibles se puede derivar la densidad mediante una transformación en zonas donde no pueden obtener mediciones directas. En la ausencia de datos de densidad o sísmica se puede obtener el valor de la presión de sobrecarga mediante la extrapolación de las densidades desde superficie a la profundidad de interés, como se muestra en la figura 1.23.

1.10.2.2 *Presión de poro*

El único método preciso para determinar la presión de poro es mediante medición directa en la cara de la arena. Estas mediciones se realizan típicamente en los reservorios al mismo tiempo que se toman muestras de fluido mediante un “probador”, La figura 1.23 muestra los valores obtenidos tras varias pruebas.

Figura 1.23.- Peso de Lodo, Presión de Sobrecarga y Presión de Poro



Fuente: M. Roberts, Petroleum Engineering Handbook, Vol. 2.

El método usado para la predicción de la presión de poro en el presente trabajo se encuentra en la categoría de *Tendencia Normal de Compactación (NCT)*.

1.10.2.3 Complicaciones

Para obtener resultados satisfactorios, cada método utilizado para la predicción de la presión de poro debe ser calibrado empíricamente en la mayoría de los casos. Estas aproximaciones se basan en experiencias de perforación como kicks, caso en el cual la presión de poro en la arena es mayor al peso equivalente del lodo. Se supone que las presiones de poro en arcillas/lutitas y arenas adyacentes son las mismas. Se asume que problemas de hueco inestable se presentan cuando el peso del lodo ha caído por debajo de la presión de poro. En el caso real, la inestabilidad del hueco se debe a fallas compresivas que pueden ocurrir a una presión mayor o menor a la presión de poro. Esta asunción que el colapso inicia cuando el peso del lodo iguala a la presión de poro puede resultar tanto en sobreestimar o subestimar la presión de poro.

1.10.2.4 Cálculo del gradiente de Fractura

Los métodos de esfuerzo mínimo asumen pérdidas significativas de lodo ocurrirán cuando la presión en el hueco del pozo se igualen al esfuerzo mínimo en in situ. Todos los métodos de esfuerzo mínimo consideran la siguiente ecuación propuesta por Hubbert & Willis (1957):

$$FG = K(OB-PPG) + PPG \quad (1.5)$$

FG = Fracture Gradient

OBG = Overburden Gradient

PPG= Pore Pressure Gradient

K= Effective stress ratio, Matrix Stress Coefficient

1.10.2.4.1 Eaton

Eaton relacionó el coeficiente de matriz al coeficiente de Poisson (ν), propia de cada zona.

$$K = \frac{\nu}{1-\nu} \quad (1.6)$$

Esta relación no puede ser aplicada literalmente debido a que los sedimentos se deforman plásticamente cuando son compactados, estos generan una compresión horizontal durante el confinamiento mayor a la que se estima teóricamente.

Nota: si no es posible determinar los coeficientes de Poisson a partir de la data existente, estos se pueden obtener de métodos analíticos calibrados para zonas específicas (Tabla 1.5)

Tabla 1.5.- Coeficientes de Poisson para distintos tipos de litología

Litología	ν
Arcilla hidratable	0.50
Arcilla - Lutita	0.17
Conglomerado	0.20
Dolomita	0.21
Limolita	0.13
Arenisca	0.05

Fuente: Applied Drilling Engineering SPE Series
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

1.10.2.4.2 Zamora

Zamora generó en base a la geología una serie de correlaciones aplicables de manera general que se pueden observar en la tabla 1.6 y 1.7.

- Esfuerzo de Sobrecarga

$$\text{OBG (ppg)} = \frac{8.5 \times \text{WD} + (C_3 + AC_4) \times (\text{TVD}_{\text{BML}})^{1+X}}{\text{TVD}_{\text{RKB}}} \quad (1.7)$$

- Esfuerzo efectivo

$$K = M[1.0 - C_5 \exp(C_6 \text{TVD}_{\text{BML}})] \quad (1.8)$$

Tabla 1.6.- Valores recomendados para las constantes del método de Zamora

Parámetro	Valor
C1	1.034
C2	0.03
C3	8.03
C4	0.232
C5	0.55
C6	-0.000134
X	0.075

Fuente: Applied Drilling Engineering SPE Series
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 1.7.- Coeficiente M usado en la correlación de Zamora de acuerdo a la Edad Geológica

A (millones de años)	Era Geológica
0 – 5	Holoceno – Plioceno
5 – 9	Mioceno – Oligoceno
9 – 10	Eoceno – Paleoceno
10 – 11	Cretáceo – Triásico
11 - 14	Pérmico – Mas Antiguo

Nota: M recomendado es 1, para formaciones antiguas 0.3 – 0.5

Fuente: Applied Drilling Engineering SPE Series
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

El Anexo 4 muestra la validación del modelo para el cálculo de la presión de poro usado por Osprey Risk vs el calculado mediante parámetros de perforación (Exponente D). Los Anexos 5, 6 y 7 muestran la comparación de las correlaciones de Eaton y Zamora para los escenarios que se analizarán posteriormente.

CAPÍTULO 2

OBTENCIÓN Y ORGANIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN DE POZOS VECINOS

2.1 POZOS DE CONTROL PARA GENERACIÓN Y CALIBRACIÓN DE MODELO GEOMECÁNICO CORRESPONDIENTES A LOS CAMPOS YURALPA, VILLANO Y SACHA

Se seleccionaron tres pozos, uno para cada escenario. Los pozos seleccionados fueron aquellos de los cuales se obtuvo información más completa y representativa de la zona.

2.1.1 DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS DE CONTROL

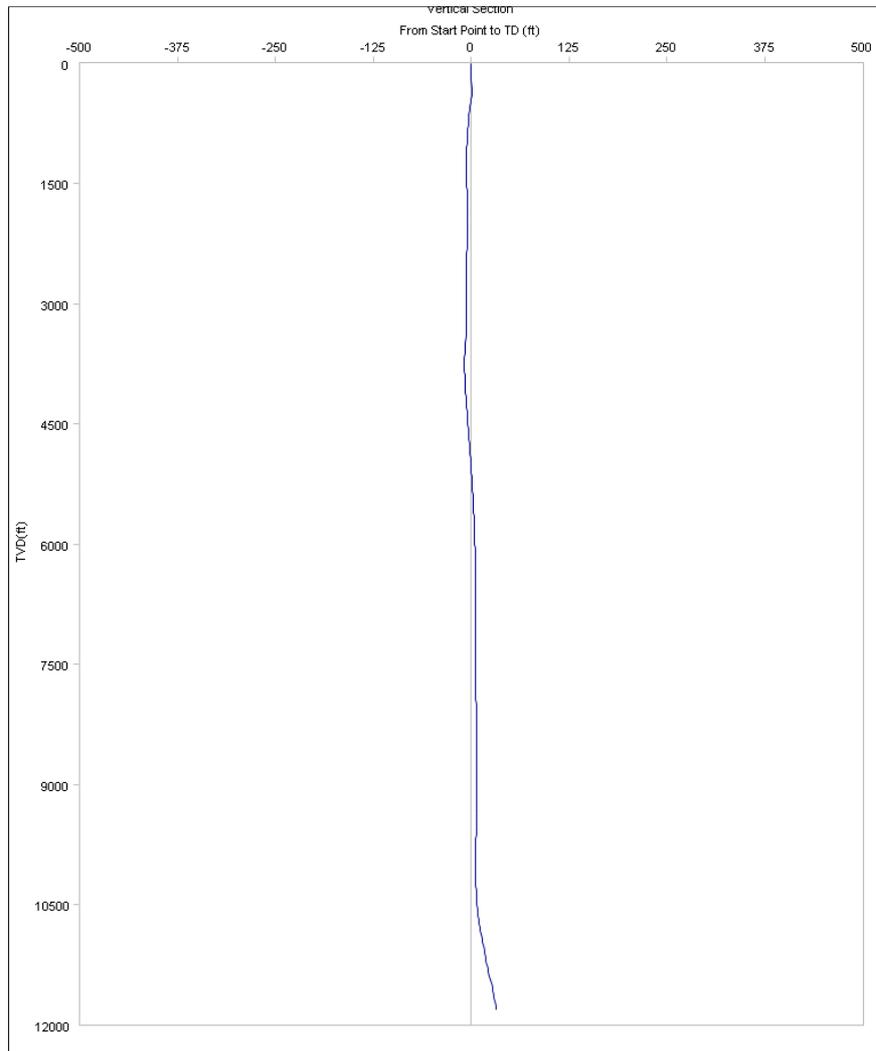
2.1.1.1 *Villano Norte 1*

Nombre del Pozo:	Villano Norte 1
Clasificación:	Exploratorio
Área/País:	Pastaza/Ecuador
Bloque/Campo:	Bloque 10/Villano
Año de perforación:	2001

2.1.1.1.1 *Trayectoria*

El pozo Villano Norte 1 tiene una trayectoria vertical con control de desviación normal dado que es un pozo exploratorio, el mismo que al finalizar la perforación quedó completado a hueco abierto y sin producción de hidrocarburos. A continuación se muestra en la figura 2.1, la sección vertical y la vista de planta de esta trayectoria:

Figura 2.1.- Trayectoria Villano N-1



Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)

2.1.1.1.2 Descripción litológica

La información recopilada en base a registros de mud logging, detalla la litología perforada por este pozo, cuya descripción se muestra en la tabla 2.1:

Tabla 2.1.- Descripción litológica del pozo Villano Norte 1

MESA – MERA	
De superficie a 2142 ft MD	<p>ARENA.- cuarzosa, granos medianos, moderadamente seleccionada, en parte asociada con chert.</p> <p>LUTITA.- suave a moderadamente firme limosa en parte.</p> <p>LIMOLITA.- suave, ocasionalmente firme, glauconítica.</p> <p>CARBON.- firme a moderadamente duro.</p>

Tabla 2.1.- (Continuación)

CHAMBIRA	
De 2142 a 3585 ft MD	ARENA.- cuarzosa, angular a redondeada, pobre a moderadamente seleccionada. Asociada a fragmentos de Chert. LUTITA.- suave a firme, plástica, localmente limosa. LIMOLITA.- firme a moderadamente dura.
ARAJUNO	
De 3585 a 5465 ft MD	ARENISCA.- cuarzosa, grano muy fino a fino, angular a subangular, pobremente seleccionada, moderadamente consolidada. Sin porosidad visible. LUTITA.- firme a moderadamente dura, suave en algunos lugares, plástica, ocasionalmente limosa.
CHALCANA	
De 5465 a 7554 ft MD	ARENA.- cuarzosa, grano de fino a muy fino, subangular a subredondeada, moderadamente consolidada. LUTITA.- suave en partes, limosa en parte. ANHIDRITA.- suave a moderadamente dura. LIMOLITA.- suave a moderadamente firme, ocasionalmente calcárea.
ORTEGUAZA	
De 7554 a 8505 ft MD	LUTITA.- suave a moderadamente firme, soluble en partes, localmente limosa. ARENA.- cuarzosa, moderadamente bien seleccionada, angular a subangular. LIMOLITA.- suave a moderadamente firme, ocasionalmente calcárea.
TIYUYACU	
De 8505 a 9358 ft MD	ARENA.- cuarzosa, grano medio a fino, subangular a subredondeada, pobremente seleccionada. LUTITA.- suave a moderadamente firme, localmente limosa. CONGLOMERADO.- cuarzoso, angular a subangular, pobremente seleccionado, en partes asociado con chert, fragmentos angulares, sin porosidad visible.
TENA	
De 9358 a 10463 ft MD	ARENISCA.- cuarzosa, grano muy fino a fino, moderadamente a bien seleccionada. LUTITA.- ocasionalmente sublamina y limosa. LIMOLITA.- suave a moderadamente firme. CALIZA.- carbonatos lodosos, con inclusiones de glauconita en partes.
BASAL TENA	
De 10463 a 10475 ft MD	ARENISCA.- cuarzosa, grano fino a medio, subangular a subredondeada, moderadamente a mal seleccionada, porosidad pobre y pobres muestras de hidrocarburo.
NAPO MEDIO	
De 10475 a 10656 ft MD	CALIZA.- carbonatos lodosos, suave a moderadamente firme, pobre porosidad secundaria, trazas de hidrocarburos (muestras). ARCILLA.- firme a moderadamente dura, sublamina a lamina.

Tabla 2.1.- (Continuación)

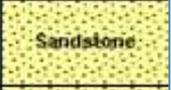
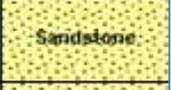
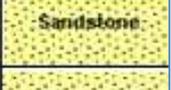
CALIZA A	
De 10656 a 10855 ft MD	CALIZA.- carbonatos lodosos, ocasionalmente sublamina, pobre porosidad visible, sin muestras de hidrocarburo a trazas de hidrocarburo en partes.
ARENISCA U	
De 10855 a 11047 ft MD	ARENISCA.- cuarzosa, grano fino a muy fino, subangular a subredondeada, pobre porosidad visible, pobres muestras de hidrocarburo.
ARENISCA T	
De 11047 a 11333 ft MD	ARENISCA.- cuarzosa, grano fino a muy fino, subangular a subredondeada, bien seleccionada, buena porosidad visible, pobres muestras de hidrocarburo.
HOLLIN LIMESTONE (marcador)	
De 11333 a 11348 ft MD	CALIZA.- carbonatos lodosos, moderadamente dura. ARCILLA.- firme a moderadamente dura.
UPPER HOLLIN	
De 11348 a 11390 ft MD	ARENISCA.- cuarzosa, grano fino a muy fino, subredondeada a redondeada, moderadamente clasificada, pobre a buena porosidad, pobres muestras de hidrocarburo. Presencia de caliza, lutita y limolita.
MAIN HOLLIN	
De 11390 a 11876 ft MD	ARENISCA.- cuarzosa, grano angular a subangular, subredondeado, pobremente seleccionada, pobre porosidad, pobres muestras de hidrocarburo. Presencia de arcilla, caolinita y limolita ocasionalmente. Y tobas muy suaves asociadas a la arena.
CHAPIZA	
De 11876 a 11940 ft MD	TOBAS.- firmes a muy suaves, amorfas, con finas inclusiones vítreas y calcáreas.

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

A continuación, la figura 2.2 muestra la columna estratigráfica generalizada para el escenario Villano, generada en base a la información recopilada del pozo Villano Norte 1, con la cual se realizó la calibración y validación del modelo geomecánico para este sector de la Cuenca Oriente.

Figura 2.2.- Columna Estratigráfica Villano N-1

Litología Villano N-1		MD	TVD	Litología	
Mera Mesa		-	-	Sandstone	
Chambira		2142	2142	Sandstone	
Arajuno		3690	3690	Sandstone	
Chalcana		5474	5474	Sandstone	
Orteguaza		7550	7550	Claystone	
Tigugacu		8518	8518	Conglomerate	
Tena	Tena	9388	9388	Sandstone	
	Basal Tena	10476	10476	Sandstone	
	A Limestone	10656	10656	Limestone	
	U Sandstone	10855	10855	Sandstone	
	T Sandstone	11047	11047	Sandstone	
Hollin	Hollin Limestone	11333	11333	Limestone	
	Upper Hollin	11348	11348	Sandstone	
	Main Hollin	11390	11390	Sandstone	
Chapiza		11876	11876	Tuff	

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)
 Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

2.1.1.1.3 Tamaños de Hueco, Puntos de Asentamiento y Diseño de Casing

La tabla 2.2 muestra el programa de revestimiento.

Tabla 2.2.- Diseño de casing Villano Norte 1

POZO: Villano Norte – 1

Agujero	Prof. Medida ft	Tamaño de Casing	Grado de Casing	Formación
Conductor	45	20"	K55, BTC, 106 lb/ft	Mera - Mesa
17.5"	2499	13 3/8"	K55, BTC, 61 lb/ft	Chambira – Arajuno
12.25"	10532	9 5/8"	SD95 HC, AMS, 47 lb/ft	Napo
8.5"	11940	Hueco abierto		Chapiza

Fuente: Dirección Nacional de hidrocarburos (DNH)

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

2.1.1.1.4 Fluidos de Perforación

La perforación inicia con una sección de 17 ½” con un fluido de perforación base agua. Una vez aisladas las formaciones superficiales (Terciario Indiferenciado) se cambia el tipo de fluido de perforación a lodo base aceite con la que se perfora la sección de 12 ¼”. Finalmente para la sección de 8 ½” (sección de producción), se usa un lodo base carbonato que permita la perforación de la arena de interés sin producir daño en la misma. El programa de lodos utilizado para la perforación del pozo Villano Norte 1 se muestra en la tabla 2.3:

Tabla 2.3.- Características de lodos Villano Norte 1

POZO: Villano Norte - 1

Agujero	Prof. Medida ft	TVD ft	Densidad (ppg)
Conductor	45	45	8.20
17.5"	2499	2499	9
12.25"	10532	10532	8.9-9.4
8.5"	11940	11940	9.5-10.6

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

2.1.1.1.5 Selección de brocas

En base a la información recopilada del pozo Villano Norte 1, se realizó un promedio del desempeño de las brocas, con las que se perforó este pozo, por sección. La tabla 2.4 muestra el programa de brocas aplicado durante la perforación del pozo Villano Norte 1, con sus características respectivas por sección.

Tabla 2.4.- Registro de Brocas Villano Norte 1

Tamaño Broca	Modelo	Pies Perforados	Horas	ROP	RPM	WOB	KREV	# de Brocas
17.5	EMS11GC	1237.5	26.4	41.0	126.0	20.5	2.7	2
12.25	MHT11GKPR	15.0	1.5	10.0	91.0	12.5	9.1	1
12.25	DS104DGJNU	2490.3	44.0	57.6	702.0	12.7	12.4	3
12.25	EHP43HKPRC	593.0	47.8	11.3	151.0	49.0	12.2	1
8.5	DS56DGJNV	697.5	34.0	21.6	256.0	27.5	12.5	2

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

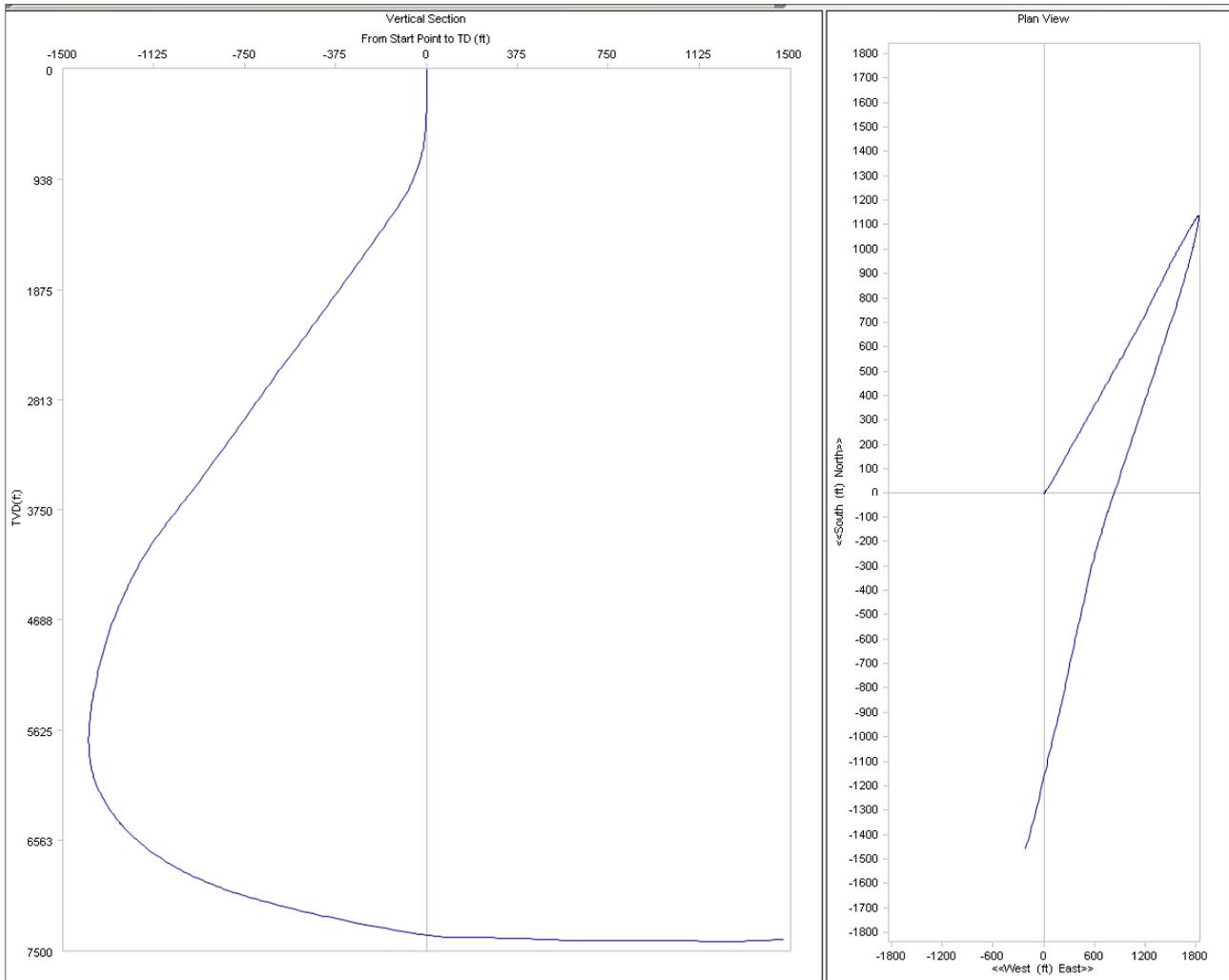
2.1.1.2 Yuralpa A-6 Hz

Nombre del Pozo: Yuralpa A-6 Hz
Clasificación: Desarrollo
Área/País: Ecuador
Bloque/Campo: Bloque 21 /Yuralpa
Año de perforación: 2004

2.1.1.2.1 Trayectoria

El pozo Yuralpa A-6 Hz tiene una trayectoria horizontal con una curvatura de radio largo, con el objetivo de incrementar la sección horizontal permitiendo una mayor navegación en la arena de interés. A continuación se muestra en la figura 2.3, la sección vertical y la vista de planta de esta trayectoria:

Figura 2.3.- Trayectoria Yuralpa A-6



Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)

2.1.1.2.2 Descripción litológica

La información recopilada en base a registros de mud logging, detalla la litología perforada por este pozo, cuya descripción se muestra en la tabla 2.5:

Tabla 2.5.- Descripción litológica del pozo Yuralpa-A6

ORTEGUAZA	
De 4310 a 4880 ft MD:	ARENISCA.- cuarzosa de grano fino angular a subredondeado, bien seleccionado. Presenta intercalaciones de lutita ocasionalmente soluble.
De 4880 a 4940 ft MD:	ARENISCA.- microconglomerática, con granos de cuarzo, ocasionalmente de granos finos a medios, subredondeados, moderadamente clasificada.

Tabla 2.5.- (Continuación)

De 4940 to 5090 ft MD:	LUTITA.- suave a moderadamente firme, en partes presenta inclusiones de glauconita.
TIYUYACU	
De 5090 to 5285 ft MD:	ARCILLA.- suave a moderadamente firme, ocasionalmente limosa, intercalaciones de areniscas delgadas con cuarzos, subangular a subredondeado, pobremente seleccionada.
De 5285 to 5686 ft MD:	ARCILLA.- suave a moderadamente firme, ocasionalmente limosa. Lentes de areniscas de granos finos a secundarios, angular – subangular, pobremente seleccionada.
De 5686 to 5855 ft MD:	CONGLOMERADO.- cuarzo y chert, con fracturas concoideas, fragmentos angulares. Areniscas asociadas, de grano fino a muy fino, subangular – angular.
TENA	
De 5855 to 5950 ft MD:	ARCILLA.- suave a firme, ocasionalmente soluble – pegajosa. Intercalaciones de limolita con glauconita e inclusiones finas de cuarzo. Intercalaciones delgadas de limolita suave a firme, con inclusiones de glauconita y cuarzos finos.
De 5950 to 6854 ft MD,	ARCILLA.- moderadamente dura a suave, en partes calcárea y limosa. LIMOLITA.- suave a moderadamente dura con granos muy finos.
ARENISCA BASAL TENA	
De 6854 ft MD (5254 ft TVD)	ARENISCA.- cuarzo de grano muy fino a fino, consolidado, subangular a subredondeado, moderadamente seleccionada. Sin muestras de hidrocarburo. CALIZA.- carbonatos lodosos, suave a moderadamente dura. Sin muestras de hidrocarburo.
NAPO	
CALIZA M-1	
De 6862 ft MD (5261 ft TVD):	CALIZA.- carbonatos lodosos – sin clasificar, suave a moderadamente dura. Sin porosidad visible ni muestras de hidrocarburos.
CALIZA M-2	
De 6882 to 7066 ft MD,	CALIZA.- carbonatos lodosos – no clasificados, moderadamente dura a suave, sin porosidad visible, sin muestras de hidrocarburo. Intercalaciones de lutita sublaminar. TOBAS.- moderadamente duras, irregulares con inclusiones vítreas.
CALIZA A	
De 7066 a 7237 ft MD,	CALIZA.- carbonatos lodosos – sin clasificar, suave, moderadamente dura en partes, sin porosidad visible. Pobres a casi sin presencia de hidrocarburo.
ARENISCA U	

Tabla 2.5.- (Continuación)

De 7237 a 7295 ft MD,	CALIZA.- carbonatos lodosos – sin clasificar, moderadamente dura a suave, sin porosidad visible, pobres muestras de hidrocarburo. ARENISCA.- cuarzo muy fino a fino, subangular a subredondeado, porosidad no visible a muy pobre. Pobres muestras de hidrocarburo.
NAPO “SHALE”	
De 7295 to 7442 ft MD:	LUTITA.- suave a moderadamente dura, ocasionalmente masiva. CALIZA.- carbonatos lodosos – sin clasificar, moderadamente dura a suave, sin porosidad visible ni muestras de hidrocarburo.
CALIZA B	
7442 ft MD 5797 ft TVD	CALIZA.- carbonatos lodosos – sin clasificar, suave a moderadamente dura, sin porosidad visible ni muestras de hidrocarburo.
ARENISCA T	
De 7459 a 7566 ft MD:	LUTITA.- moderadamente dura, ocasionalmente masiva. ARENISCA.- cuarzo de grano muy fino a fino, moderadamente consolidada, subangular – subredondeada, moderadamente seleccionada, sin porosidad visible, con pobres muestras de hidrocarburos.
NAPO “SHALE” INFERIOR	
De 7566 a 7662 ft MD:	LUTITA.- moderadamente dura a suave, ocasionalmente bituminosa. CALIZA.- carbonatos lodosos – sin clasificar, moderadamente dura a suave, sin porosidad visible ni muestras de hidrocarburo.
HOLLIN SUPERIOR (antes de intrusivo)	
De 7662 a 7703 ft MD:	ARCILLA.- moderadamente dura a suave. ARENISCA.- cuarzo, grano fino a muy fino, moderadamente consolidado, pobremente seleccionado, subredondeado – subangular, sin porosidad visible, pobres muestras de hidrocarburo.
Intrusivo 7703 ft MD (6056 ft TVD):	
De 7703 a 7900 ft MD,	INTRUSIVO.- diabasa moderadamente dura a dura, con fragmentos angulares, alteraciones de arcilla e inclusiones vítreas.
HOLLIN SUPERIOR (después de intrusivo)	
De 7900 to 7920 ft MD:	ARENISCA.- cuarzo de grano muy fino a fino, ocasionalmente medio, moderadamente consolidada, subangular – subredondeada, moderadamente seleccionada, sin porosidad visible con pobres muestras de hidrocarburo.
HOLLIN PRINCIPAL	
De 7920 a 7990 ft MD,	ARENISCA.- cuarzo, subangular, subredondeada, moderadamente seleccionada, sin porosidad visible, pocas a buenas muestras de hidrocarburos.

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

A continuación, la figura 2.4 muestra la columna estratigráfica generalizada para el escenario Yuralpa, generada en base a la información recopilada del pozo Yuralpa A-6, y la estratigrafía correlacionada con la información de los pozos vecinos.

Figura 2.4.- Columna Estratigráfica Yuralpa A-6

Litología Yuralpa A6 Hz		MD	TVD	Litología	
Orteguaza		4180	4109	Sandstone	Sandstone
		4796		Claystone	Shale
Tiguyacu		4948		Claystone	Shale
		5510	4876	Sandstone	Siltstone
Tena		5698	5626	Claystone	Shale
	Basal Tena ss.	6656	6575	Sandstone	Sandstone
Napó	M-1 Limestone	6668	6587	Limestone	Limestone
	M-2 Limestone	6688	6607	Limestone	Limestone
	A Limestone	6844	6749	Limestone	Limestone
	U Sandstone	7038	6917	Claystone	Shale
	Middle Napo shale	7112	6979	Claystone	Shale
	B Limestone	7365	7156	Limestone	Limestone
	T Sandstone	7390	7171	Sandstone	Sandstone
	Lower Napo shale	7533	7250	Claystone	Shale
Hollin	Upper Hollin	7728	7337	Claystone	Shale
	Intrusive top	7825	7373	Intrusive	Basement
	Intrusive base	8364	7526	Intrusive	Basement
	Main Hollin	8475	7554	Sandstone	Sandstone

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

2.1.1.2.3 Tamaños de Hueco, Puntos de Asentamiento y Diseño de Casing

La tabla 2.6 muestra el programa de revestimiento utilizado.

Tabla 2.6.- Diseño de casing Yuralpa A-6 Hz

POZO: Yuralpa A-6 Hz

Agujero	Prof. Medida ft	Tamaño de Casing	Grado de Casing	Formación
26"	212	20"	94 lb/ft	
17 1/2"	4272	13 3/8"	K-55, BTC, 68 lb/ft	Orteguaza
12 1/4"	8267	9.625"	N-80, BTC, R3, 47-53,6 lb/ft	
8 1/2"	8830	7"	P-110, 26 lb/ft	Hollín
6 1/8"	9308	5"	P-110, 18 lb/ft	Hollín

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

2.1.1.2.4 Fluidos de Perforación

La perforación de este pozo se inicia con un lodo tipo gel nativo en la sección de 17 1/2". Para la sección de 12 1/4" y de 8 1/2" se emplea un lodo aditivado de acuerdo a las contingencias presentes durante la perforación de cada una de estas secciones. Finalmente, la sección de 6 1/8" se perfora con un fluido base carbonato y controlando la reología para optimizar la limpieza del agujero y así evitar la formación de camas. El programa de lodos utilizado para la perforación del pozo Yuralpa A-6 Hz se muestra en la tabla 2.7:

Tabla 2.7.- Características de lodos Yuralpa A-6 Hz

POZO: Yuralpa A6 Hz

Agujero	Prof. Medida ft	Densidad (ppg)
26"	212	10
17 1/2"	4272	10
12 1/4"	8267	11.20
8 1/2"	8830	11.20
6 1/8"	9318	8.9

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

2.1.1.2.5 Selección de brocas

Se ha calculado el desempeño promedio de cada broca utilizada en la perforación de este pozo (por sección) tomando en cuentas sus respectivas re-entradas al pozo, así como el número de brocas del mismo tipo utilizadas para una misma sección. La tabla 2.8 muestra el programa de brocas aplicado durante la perforación del pozo Yuralpa A-6 Hz, con sus características respectivas por sección.

Tabla 2.8.- Registro de Brocas Yuralpa A-6 Hz

Tamaño de Broca	Modelo	Pies Perforados	Horas	ROP	RPM	WOB	KREV	# de Brocas
6.125	STX30CDX	718	33	33.7	143	12	6.6	1
6.125	STX30D	776	34	32.3	130	15	5.7	1
8.5	DSX56DGH NSU	348	26	16	139	15	10.4	1
8.5	MXDPS40C GDX2	145	17.5	9.2	120	29	14.5	1
8.5	MX18DX	181	14.5	15.9	122	32.5	9.8	1
12.25	FMF3565	788	13.5	87.2	194	13.5	3.3	1
12.25	RFMF3565	1114	43	34.9	217	17	8.4	1
12.25	FM2563	72	8.5	12.1	232.5	30	27.4	1
12.25	DSX104DG JU	368.5	41.25	14.6	206.2 5	8	23.1	2
12.25	RDSX104D GJU	421.3	30.3	19.9	138.8	21.3	10.0	3
12.25	EX244DGJ UW	24	5.5	8	157.5	25	36.1	1
17.5	CR1	614	9	97.5	230	12	3.4	1
17.5	R40HF	3444	34.5	145.9	263.5	12	2.6	1
26	RCR1	183	5	45.8	70	10	1.9	1

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

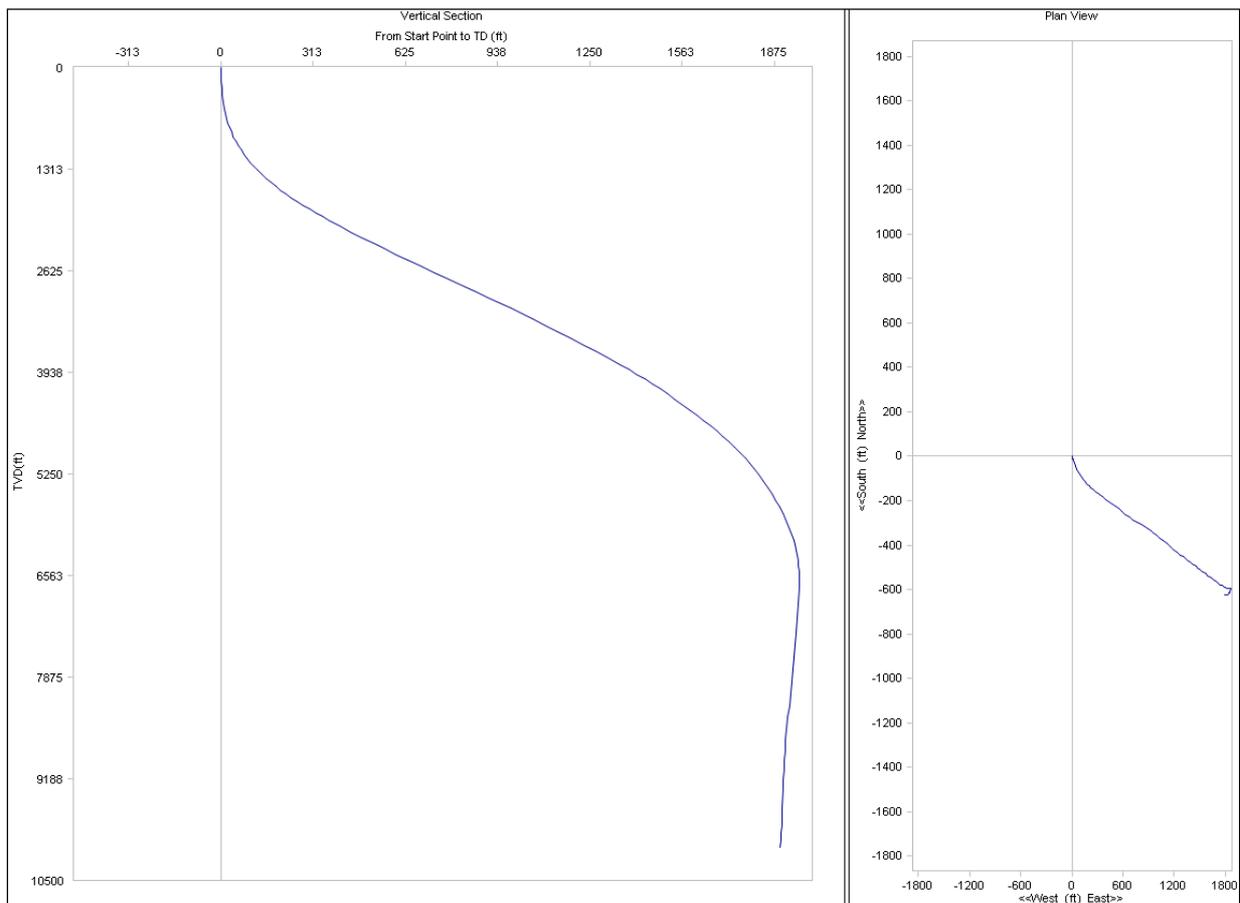
2.1.1.3 Sacha 205D

Nombre del Pozo: Sacha 205D
 Clasificación: Desarrollo
 Área/País: Orellana/Ecuador
 Bloque/Campo: CEPHI 18-SW-7d/Sacha
 Año de perforación: 2009

2.1.1.3.1 Trayectoria

El pozo Sacha 205D tiene una trayectoria tipo S con un punto de KOP en la sección superficial, finalizando con una sección vertical hacia el objetivo minimizando el daño por penetración parcial y una producción más favorable. A continuación se muestra en la figura 2.5, la sección vertical y la vista de planta de esta trayectoria.

Figura 2.5.- Trayectoria Sacha 205D



Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)

2.1.1.3.2 Descripción litológica

La información recopilada en base a registros de mud logging, detalla la litología perforada por este pozo, cuya descripción se muestra en la tabla 2.9:

Tabla 2.9.- Descripción litológica del pozo Sacha 205D

TIYUYACU	
De 6600 a 7738 ft MD	ARCILLOLITA.- suave a moderadamente dura no calcárea. LIMOLITA.- moderadamente dura a suave, en partes gradando a arenisca de grano muy fino. CONGLOMERADO.- cuarzoso, angular a subangular, ocasionalmente asociado con chert muy duro. ARENISCA.- cuarzosa de grano fino a muy fino, subredondeado a redondeado, sin manifestación de hidrocarburos.
CONGLOMERADO BASAL TIYUYACU	
De 7738 a 8268 ft MD	CONGLOMERADO.- chert asociado con arenisca cuarzosa, grano medio a fino, subangular a angular. ARCILLOLITA.- suave a moderadamente dura.
TENA	
De 8268 a 9087 ft MD	ARCILLOLITA.- moderadamente dura a suave, localmente limosa. LIMOLITA.- moderadamente dura a suave, ligeramente calcárea.
BASAL TENA	
De 9087 a 9124 ft MD	ARENISCA.- cuarzosa, grano muy fino a fino, redondeada a subredondeada, bien seleccionada, pobre manifestación de hidrocarburos. ARCILLOLITA.- moderadamente dura a suave, ligeramente calcárea, gradando a arenisca de grano muy fino.
NAPO	
De 9124 a 9367 ft MD	LUTITA.- sublaminar a laminar, quebradiza, no calcárea. ARENISCA.- cuarzosa, moderadamente consolidada, grano muy fino a fino, redondeada a subredondeada, bien seleccionada, sin muestras de hidrocarburos.
CALIZA M-1	
De 9367 a 9575 ft MD	CALIZA.- lodosa, moderadamente dura a suave, porosidad no visible, sin manifestación de hidrocarburos. LUTITA.- suave a moderadamente dura, en parte lodosa.
CALIZA M-2	
De 9575 a 9735 ft MD	CALIZA.- lodosa, moderadamente dura a suave, sin porosidad visible ni muestras de hidrocarburos. LUTITA.- suave a moderadamente dura, en parte lodosa, ligeramente calcárea.
CALIZA A	
De 9735 a 9797 ft MD	CALIZA.- lodosa, moderadamente dura a suave, porosidad no visible, pobre manifestación de hidrocarburos. LUTITA.- moderadamente dura, quebradiza, no calcárea.

Tabla 2.9.- (Continuación)

ARENISCA U	
De 9797 a 9975 ft MD	ARENISCA.- cuarzosa, grano fino a muy fino, subangular a subredondeada, cemento no visible, pobre a regular manifestación de hidrocarburos. LUTITA.- moderadamente dura a dura, quebradiza, no calcárea.
CALIZA B	
De 9975 a 10000 ft MD	CALIZA.- lodosa, moderadamente dura a suave, sin porosidad visible ni muestras de hidrocarburos. LUTITA.- moderadamente dura, quebradiza, no calcárea.
ARENISCA T	
De 10000 a 10225 ft MD	ARENISCA.- cuarzosa, grano fino, subredondeada, bien seleccionada, pobre manifestación de hidrocarburos. LUTITA.- moderadamente dura, quebradiza, no calcárea. CALIZA.- lodosa, moderadamente dura a suave, porosidad no visible, sin muestras de hidrocarburos.
HOLLIN SUPERIOR	
De 10225 a 10270 ft MD	ARENISCA.- cuarzosa, grano fino a muy fino, subredondeada a redondeada, bien seleccionada, pobre manifestación de hidrocarburos. LUTITA.- moderadamente dura a suave, quebradiza, no calcárea. CALIZA.- lodosa, moderadamente dura a suave, sin porosidad visible ni muestras de hidrocarburo.
HOLLIN INFERIOR	
De 10270 a 10460 ft MD	ARENISCA.- cuarzosa, grano fino a muy fino, subredondeada a redondeada, selección regular, pobre manifestación de hidrocarburos. LUTITA.- moderadamente dura, quebradiza, no calcárea.

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

A continuación, la figura 2.6 muestra la columna estratigráfica generalizada para el escenario Sacha, generada en base a la información recopilada del pozo Sacha 205D. Para este caso, la información de la sección superficial es poco confiable ya que no se dispone de un registro de control litológico desde superficie, por lo que la calibración del modelo geomecánico se realiza a partir de la formación Tiyuyacu.

Figura 2.6.- Columna estratigráfica Sacha 205D

Litología Sacha 205D		MD	TVD	Litología	
Orteguaza		5815	5420	Claystone	Shale
Tiyuyacu		6435	6038	Claystone	Shale
Conglomerado Tiyuyacu		7738	7342	Conglomerate	Chert
Tena		8268	7872	Sandstone	Sandstone
Napo	A Limestone	9124	8727	Limestone	Limestone
	U Sandstone	9835	9438	Sandstone	Sandstone
	T Sandstone	10082	9685	Sandstone	Sandstone
Hollin	Upper Hollin	10225	9829	Sandstone	Sandstone
	Main Hollin	10270	9874	Sandstone	Sandstone
Chapiza		10460	10063	Tuff	Basement

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

2.1.1.3.3 Tamaños de Hueco, Puntos de Asentamiento y Diseño de Casing

La tabla 2.10 muestra el programa de revestimiento utilizado.

Tabla 2.10.- Diseño de casing Sacha 205D

POZO: Sacha 205D

Agujero	Prof. Medida ft	Tamaño de Casing	Grado de Casing	Formación
Conductor	45	20"		Mera - Mesa
16"	6058	13 3/8"	C95, LTC, 72 lb/ft	Orteguaza
12.25"	9010	9 5/8"	k55, BTC, 47 lb/ft	Tena
8.5"	10460	7"	C95, LTC, 26 lb/ft	Hollín Inferior

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

2.1.1.3.4 Fluidos de Perforación

Para perforar la primera sección de este pozo (16"), se utiliza un lodo base agua fresca aditivado con bentonita, la siguiente sección de 12 ¼" se perfora con un lodo armado que permita una limpieza adecuada del agujero en la sección tangente.

Se finaliza con una sección de 8 ½" empleando un lodo base carbonato de distintos tamaños para no producir daño a la formación de interés. El programa de lodos utilizado para la perforación del pozo Sacha 205D se muestra en la tabla 2.11:

Tabla 2.11.- Características de lodos Sacha 205D

POZO: Sacha 205D

Agujero	Prof. Medida ft	TVD (ft)	Densidad (ppg)
Conductor	45	45	8.5-9
16"	6058	5700	8.8-10
12.25"	9010	8605	8.5-10.2
8.5"	10460	10050	8.9-10.4

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

2.1.1.3.5 Selección de brocas

En base a la información recopilada de los reportes diarios de perforación del pozo Sacha 205D, se realizó un promedio del desempeño de las brocas utilizadas para la perforación de cada sección del mismo. La tabla 2.12 muestra el programa de brocas aplicado durante la perforación del pozo Sacha 205D, con sus características respectivas por sección.

Tabla 2.12.- Registro de Brocas Sacha 205D

Tamaño de Broca	Modelo	Pies Perforados	Horas	ROP	RPM	WOB	KREV	# de Brocas
16.00	XT1GSC	500.0	19.3	25.9	60.0	10.5	2.3	1
16.00	FS2563	1861.7	30.4	61.2	134.7	11.3	2.2	1
12.25	EQH16S	422.0	20.6	20.4	136.0	20.0	6.7	1
12.25	FM35632	896	18.9	47.5	138.8	13.3	2.9	1
12.25	FS2563Z	738.0	24.6	30.0	135.0	10.0	4.5	1
8.50	FM113665Z	1450.0	56.7	25.6	104.0	15.0	4.1	1

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)
 Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

2.2 POZOS DE CONTROL PARA DISEÑO DE PERFORACIÓN

Para determinar los pozos de control utilizados en el presente trabajo, se recopiló información de varios pozos para cada uno de los campos: Villano, Yuralpa y Sacha. Se tomaron en cuenta los pozos con la información más completa, es decir, aquellos pozos de los que se dispone de un sumario de perforación, registro de desviación, registro de brocas, registros eléctricos e información geológica. Las tablas 2.13, 2.14 y 2.15 muestran la información obtenida para cada escenario respectivamente. Así mismo los Anexos 1, 2 y 3 muestran a detalle el desempeño de las brocas utilizadas en la perforación de los pozos evaluados en cada escenario.

2.2.1 POZOS DE CONTROL PARA EL BLOQUE 18 (VILLANO)

Tabla 2.13.- Pozos de control (Villano)

POZO	COMPAÑÍA	Mapa Estructural	Topes formacionales	Bioestratigrafía	Sumario de Perforación	Bit Record	BHA	Registros	Correlaciones
Villano B10H	Agip				X	X			
Villano V7H	Agip				X	X			
Villano B11	Agip		X		X	X			
Villano 6Hz	Agip		X		X	X			
Villano 14Hz	Agip	X			X			X	X
Villano 16Hz	Agip	X	X	X	X	X	X	X	X
Villano 17Hz	Agip	X			X	X			X
Villano N-1	Agip		X	X	X	X	X		

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

2.2.2 POZOS DE CONTROL PARA EL BLOQUE 21 (YURALPA)

Tabla 2.14.- Pozos de control (Yuralpa)

POZO	COMPAÑÍA	Mapa Estructural	Topes formacionales	Bioestratigrafía	Sumario de Perforación	Bit Record	BHA	Registros	Correlaciones
Yuralpa 2E	Perenco	X	X	X	X			X	X
Yuralpa 5Hz	Perenco	X	X	X	X			X	X
Yuralpa A10	Perenco		X	X				X	X
Yuralpa A6Hz	Perenco					X	X	X	
Yuralpa B4	Perenco	X	X	X				X	
Yuralpa B7Hz	Perenco	X	X	X	X			X	X
Yuralpa F4	Perenco	X	X	X	X			X	

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

2.2.3 POZOS DE CONTROL PARA SACHA

Tabla 2.15.- Pozos de control (Sacha)

POZO	COMPAÑÍA	Mapa Estructural	Topes formacionales	Bioestratigrafía	Bit Record	BHA	Registros	Correlaciones
Sacha 166D	PPR	X	X		X		X	
Sacha 205D	PPR	X	X	X	X	X	X	X
Sacha 232D	PPR	X	X		X	X		X
Sacha 230D	PPR	X	X	X	X	X	X	X
Sacha 65B	PPR	X	X		X	X	X	

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos (DNH)
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

CAPÍTULO 3

DISEÑO DE LOS POZOS PARA CADA ESCENARIO

3.1 INTRODUCCIÓN A LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL

3.1.1 PRINCIPIOS DE DISEÑO DE BHA

El BHA es la porción de la sarta de perforación que afecta la trayectoria de la broca y, consecuentemente, del pozo. Generalmente, los factores que determinan la tendencia del BHA durante la perforación son la fuerza lateral a la broca, inclinación de la broca, hidráulicas y el buzamiento de la formación. El objetivo del diseño de BHA para control direccional es proveer la tendencia direccional que más se ajuste a la trayectoria planeada del pozo.

La fuerza lateral de la broca es el factor más importante que afecta la tendencia de la perforación. La dirección y magnitud de la fuerza lateral determina la tendencia para construir, tumbar curvatura y torsión.

Un ensamblaje para reducir ángulo se define cuando la fuerza lateral de la broca actúa hacia la parte inferior, por lo tanto un ensamblaje para construir ángulo es cuando la fuerza lateral de la broca actúa hacia la parte superior del agujero. Un ensamblaje para mantener ángulo y dirección es cuando la inclinación de la fuerza lateral en la broca es cero. El ángulo de inclinación de la broca es el ángulo entre el eje de la broca y el eje del agujero y afecta la dirección de la perforación ya que la broca está diseñada para perforar paralelamente a su eje.

3.1.1.1 *Ensamblajes rotarios*

Los ensamblajes rotarios son diseñados para construir, reducir o mantener curvatura. El ambiente de cualquier ensamblaje rotario está gobernado por el tamaño y ubicación de los estabilizadores junto con los primeros 120 pies desde la broca. Estabilizadores ubicados antes en la sarta tendrán un efecto limitado en el desempeño del ensamblaje. Los ensamblajes rotarios no son del tipo “steerable” por las siguientes razones:

1. En el entorno del azimuth (giro derecha/izquierda) de un ensamblaje rotario es casi incontrolable.
2. Cada ensamblaje rotario tiene su propia tendencia única a construir o tumbar curvatura, la misma que no puede ser ajustada desde superficie. Por lo tanto, para corregir el curso del pozo es necesario cambiar de ensamblaje.

Comúnmente se utilizan estabilizadores tipo camisa, de cuchillas soldadas y de cuchillas integrales. Para una mayor vida útil, lo más importante a considerar en la selección del estabilizador es la geología.

Los estabilizadores tipo camisa son los menos costosos pero su rugosidad suele ser un problema. Los estabilizadores de cuchillas soldadas son mejores para pozos de diámetro grande y en formaciones blandas. Los estabilizadores de cuchillas integrales son los más costosos pero son bastante rugosos, haciéndolos ideales para formaciones duras y abrasivas.

Los rimadores de rodillos suelen combinarse con los estabilizadores para abrir el agujero en todo su diámetro, extender la vida útil de la broca y prevenir posibles problemas por pega de tubería.

3.1.1.1.1 Ensamblajes para construir ángulo (BHA tipo Fulcrum)

Los ensamblajes para construir ángulo utilizan el principio Fulcrum: un estabilizador ubicado cerca de la broca que crea un punto de pivote donde los drill collar espiralados fuerzan al estabilizador cerca de la broca hacia la parte inferior del agujero y crean la fuerza lateral broca hacia la parte superior. Por experiencia se sabe que más flexible sea la porción del ensamblaje justo por encima del fulcrum, el incremento en ángulo será más rápido.

Un ensamblaje de construcción de ángulo típico utiliza de dos a tres estabilizadores. El primero (cerca de la broca) que usualmente se conecta directo a la broca. Si no es posible la conexión directa, la distancia entre la broca y el primer estabilizador no debe pasar de los 6 pies para asegurar que el ensamblaje sirva para construir ángulo.

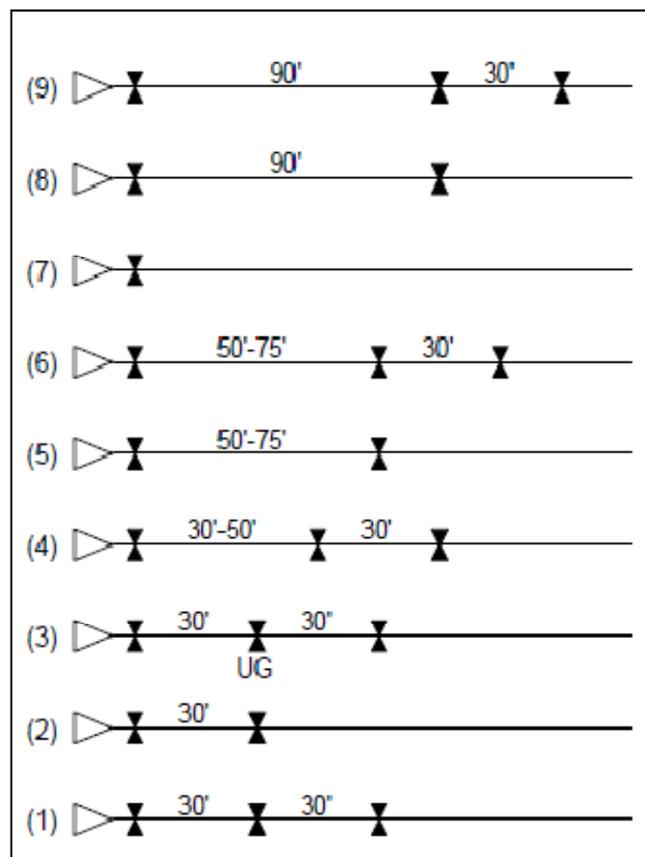
El segundo estabilizador se coloca para incrementar el control sobre la fuerza lateral y para aliviar otros problemas.

Las tasas de construcción se pueden incrementar aumentando la distancia entre el primer y segundo estabilizador. Cuando la distancia entre los estabilizadores se ha incrementado lo suficiente para hacer que el drill collar entre en contacto con la parte inferior del agujero, la fuerza lateral de la broca y la inclinación de la broca alcanzan la máxima tasa de construcción para el ensamblaje. Generalmente, los drill collars entrarán en contacto con la pared del agujero cuando la distancia entre los estabilizadores sea mayor que 60 pies. El porcentaje de fricción con el agujero también dependerá del diámetro del agujero y de los collares, inclinación, extensión del estabilizador y peso sobre la broca (WOB).

Otros factores importantes para el ensamblaje tipo fulcrum son la inclinación, peso sobre la broca y velocidad de rotación. La tasa de construcción de un ensamblaje tipo fulcrum incrementa con el aumento de la inclinación ya que una mayor componente del peso de los collares causan que estos se doblen.

El incremento del peso sobre la broca permitirá que se doblen aún más los drill collars antes del estabilizador cercano a la broca, incrementando la rata de construcción. Una mayor velocidad de rotación tiende a enderezar los drill collars lo que reduce la rata de construcción. Es por esto que las velocidades de rotación más utilizadas para ensamblajes tipo fulcrum van de 70 a 100 RPM. Algunas veces, en formaciones suaves, una rata de flujo alta puede provocar un “washout” de la formación, dando como resultado un menor contacto de los estabilizadores y, por lo tanto, una reducción de la tendencia de construcción. La figura 3.1 muestra una configuración típica de un BHA tipo Fulcrum:

Figura 3.1.- Configuración de BHA para construir ángulo



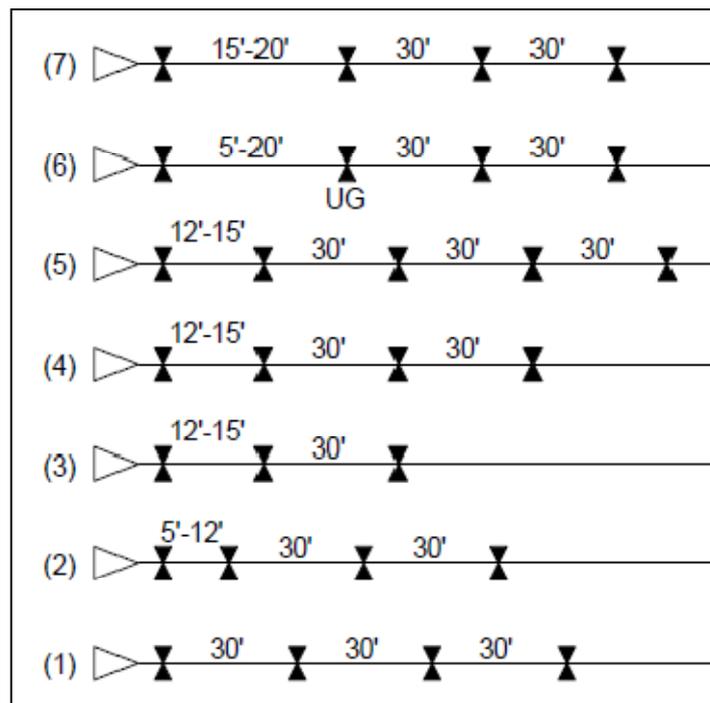
Fuente: Applied Drilling Engineering, Adan T. Bourgoyne Jr.

3.1.1.1.2 Ensamblajes para mantener ángulo (BHA tipo Packed)

Los ensamblajes de fondo empaquetados contienen de tres a cinco estabilizadores espaciados adecuadamente para mantener el ángulo. La rigidez del BHA se incrementa conforme se añaden más estabilizadores, esto evita que el ensamblaje de fondo se doble o incline y la broca mantenga la trayectoria.

Este tipo de ensamblajes de fondo puede ser diseñado con una ligera tendencia a construir o reducir ángulo contrario a las tendencias que muestran ciertas formaciones. La figura 3.2 muestra la configuración típica del ensamblaje para mantener ángulo:

Figura 3.2.- Configuración de BHA para mantener ángulo



Fuente: Applied Drilling Engineerig, Adan T. Bourgoyne Jr.

3.1.1.1.3 Ensamblajes para reducir ángulo (BHA tipo Péndulo)

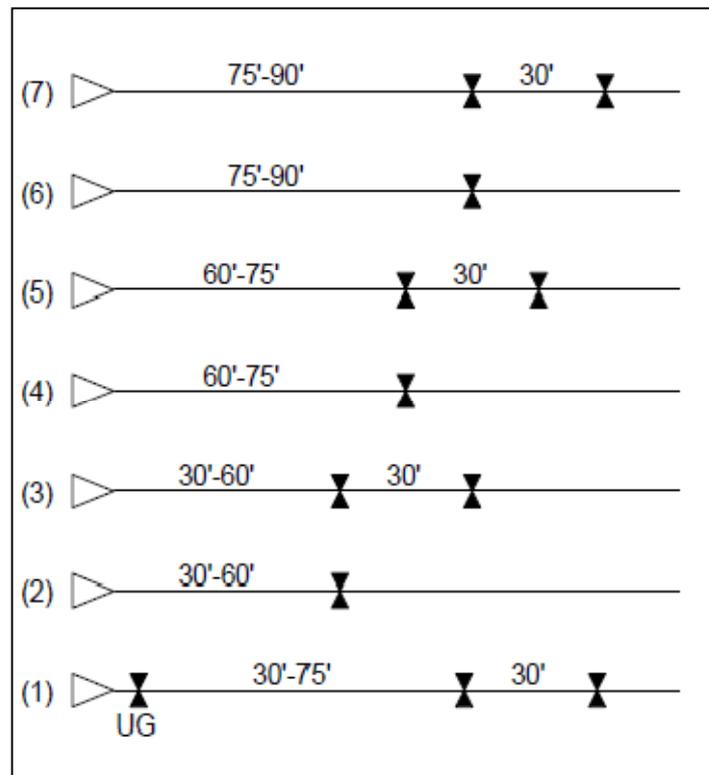
El principio de péndulo es producido retirando el estabilizador cercano a la broca y manteniendo los estabilizadores en la parte superior del ensamblaje. Mientras los estabilizadores mantienen los drill collars inferiores lejos de la parte inferior del hueco del pozo, la gravedad actúa sobre la broca y sobre los drill collar situados en la parte inferior del ensamblaje produciendo la tendencia de presionar estos hacia la parte inferior del agujero, provocando el decremento en el ángulo.

Un ensamblaje de fondo para reducir ángulo usualmente contiene dos estabilizadores. Mientras la distancia entre el primer estabilizador y la broca se incrementa, la gravedad presiona a la broca hacia la parte inferior del agujero incrementando el esfuerzo y fuerzas axiales sobre la broca. Si la distancia entre la broca y el primer estabilizador es demasiado larga, la broca tendera a presionar hacia la parte superior del agujero y la rata de reducción de ángulo habrá alcanzado su máximo.

Con un peso sobre la broca WOB mayor un ensamblaje de fondo para reducir ángulo puede tender a construir ángulo. Generalmente la distancia entre la broca y el primer estabilizador es aproximadamente de 30 pies. El segundo estabilizador es añadido para incrementar el control sobre las fuerzas axiales.

Inicialmente un peso sobre la broca bajo debe ser usado para evitar que el ensamblaje de fondo se doble a la parte inferior del agujero y una vez que se ha alcanzado una tendencia de reducción adecuada se puede incrementar el peso sobre la broca moderadamente para alcanzar mejores ratas de perforación ROP. La figura 3.3 muestra la configuración típica de este ensamblaje:

Figura 3.3.- Configuración de BHA para reducir el ángulo



Fuente: Applied Drilling Engineerig, Adan T. Bourgoyne Jr.

3.1.1.2 Ensamblajes tipo “Rotary Steerable”

Un BHA estabilizado puede diseñarse para construir, mantener o disminuir ángulo dependiendo de la ubicación de los tres puntos de contacto más cercanos a la broca entre el BHA y la formación. En la figura 3.4 se puede apreciar un ejemplo de la colocación de los puntos de contacto en un BHA para definir su tendencia (inclinación).

Figura 3.4.- Posición y diámetro de los puntos de contacto en un BHA para incrementar, mantener o disminuir la inclinación del pozo.



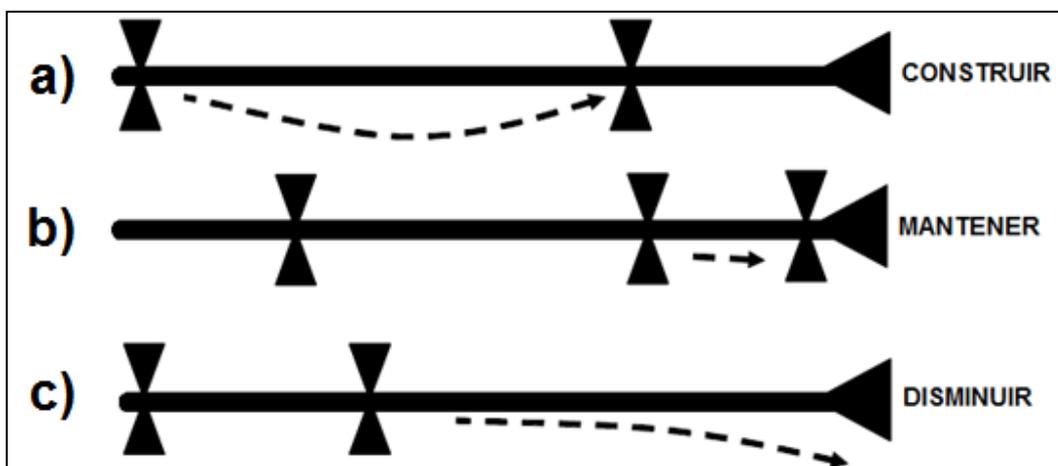
Fuente: Well Placement Fundamentals, Roger Griffiths

En un hueco desviado los esfuerzos de buckling y gravitacionales permiten la curvatura de las secciones del BHA que no están en contacto con la formación. Si dos estabilizadores están ampliamente espaciados con uno de ellos relativamente cerca de la broca, el BHA se curvará entre ellos dando como resultado una deflexión hacia arriba incrementando la inclinación del pozo (figura 3.5 a).

Si los estabilizadores están distribuidos uniformemente a lo largo de la longitud del BHA, no existe una tendencia a construir o disminuir el ángulo de inclinación. Este ensamble tiene a mantener la inclinación del pozo. (figura 3.5 b).

Si los estabilizadores están ubicados a una distancia significativa de la broca, la longitud del BHA entre el estabilizador más cercano y la broca se curvará ligeramente por gravedad. Esto da como resultado una tendencia de la broca hacia abajo disminuyendo la inclinación del pozo (figura 3.5 c).

Figura 3.5.- Ubicación de los estabilizadores en un BHA según su aplicación



Fuente: Well Placement Fundamentals, Roger Griffiths

El grado al cual un ensamblaje de fondo construye, mantiene o disminuye ángulo se conoce como *rata de construcción*, que es la rata de cambio de la inclinación del agujero dada en grados por cada 100 pies.

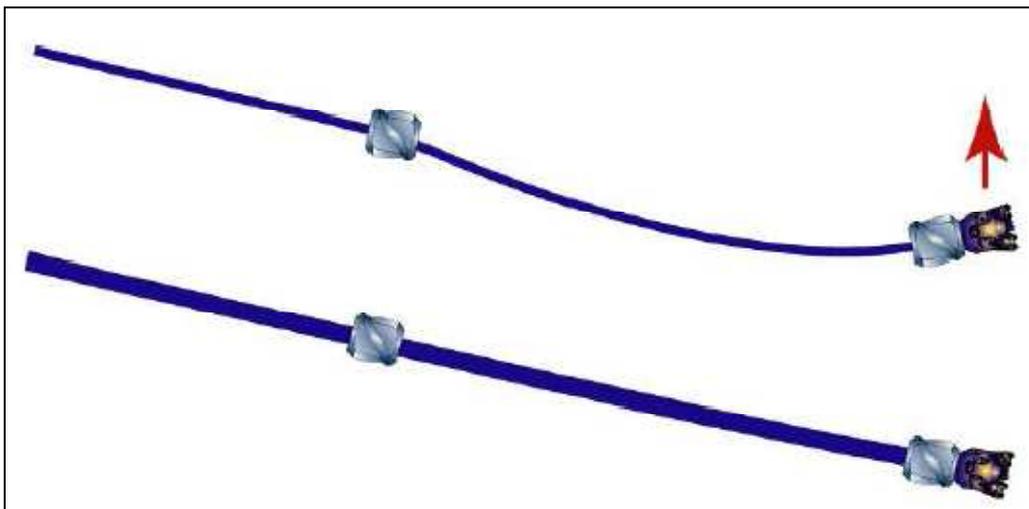
El grado al cual un ensamblaje gira hacia la derecha o hacia a la izquierda se conoce como rata de giro y también se expresa como grados por cada 100 pies. La severidad de la “Pata de perro” (DLS) de un pozo es el vector suma de las ratas de construcción y de giro. La DLS es la responsable del cambio en la inclinación y el azimuth expresado en grados por cada 100 pies.

Además de la ubicación y diámetro de los puntos de contacto, existen otros factores que influyen en la tendencia del dogleg de un BHA.

Los collares de diámetros más grandes con paredes más gruesas son más rígidos por lo que no permiten que el BHA se curve fácilmente como ocurre con diámetros más pequeños y paredes más delgadas (figura 3.6).

Debido a la gran flexibilidad de los ensamblajes de 4 ¾" comparados con los ensamblajes de 6 ¾" o más, los ensamblajes de 4 ¾" pueden provocar mayores doglegs, y también pueden ser un reto al momento de mantener el control direccional.

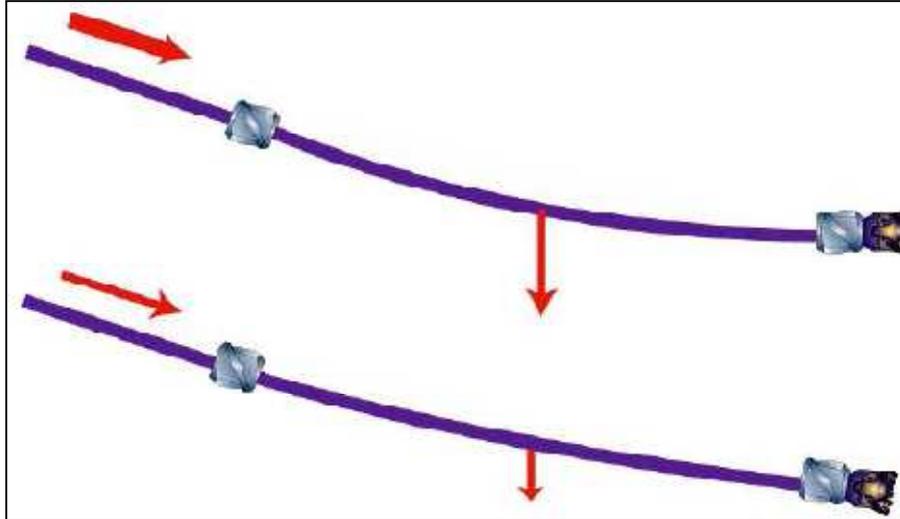
Figura 3.6.- Efecto de los estabilizadores en la flexibilidad del BHA



Fuente: Well Placement Fundamentals, Roger Griffiths

Incrementar el peso sobre la broca mejora la deflexión de los collares, por lo tanto incrementa la tendencia del BHA a construir o disminuir ángulo (figura 3.7). La ubicación de los puntos de contacto y la flexibilidad de los elementos se fijan una vez que el BHA es corrido en el agujero. La variación del peso sobre la broca es uno de los pocos parámetros que el perforador puede cambiar para modificar el dogleg que el ensamblaje produce en una determinada formación.

Figura 3.7.- Efecto del incremento en el peso sobre la broca aumenta la tendencia del dogleg



Fuente: Well Placement Fundamentals, Roger Griffiths

3.1.1.2.1 Motores tipo Steerable

Los motores “steerable” consisten en un motor de desplazamiento positivo con un *bent housing* ajustable en superficie que permite orientar la broca en la dirección de perforación deseada. El sistema comprende los seis elementos básicos siguientes:

- *Juntura Superior (Top sub)*.- actúa como un reductor de la sección de poder (power section) de la sarta de perforación.
- *Sección de Potencia (Power section)*.- tiene un rotor y estator, los cuales convierten el flujo de lodo en rotación de la broca.
- *Sección de Transmisión (Transmission section)*.- (transmite la rotación de la sección de poder hacia el drive shaft).
- *Sección Deflectora (Bent housing) ajustable en superficie*.- permite determinar la inclinación del motor.
- *Sección de Carga (Bearing section)*.- soporta toda la carga axial y radial en el drive shaft durante los viajes.

- *Sección de Direccionamiento (Drive shaft).*- es conducido por la sección de poder a través de la sección de transmisión y tiene la broca de perforación atornillada dentro de una caja al final del motor. En la figura 3.8 se pueden observar las partes del motor con bent housing descritas anteriormente:

Figura 3.8.- Elementos clave de un motor steerable



Fuente: Well Placement Fundamentals, Roger Griffiths

3.1.1.3 *Sistemas rotary steerable*

Estos sistemas entregan un direccionamiento continuo mientras se está rotando. Comparado con la perforación con motor, el direccionamiento continuo mientras se está rotando provee los siguientes beneficios:

- *Mejor control de desviación.*- más continuo que el direccionamiento rotando y deslizando.
- *Agujero más liso.*- la no rotación del bent housing produce un agrandamiento del agujero.

- *Mejor limpieza del hoyo.*- los cortes son agitados dentro del flujo de lodo debido a la rotación.
- *Mejora sustancial de la rata de penetración.*- no se pierde tiempo en la orientación.
- *Adquisición de data confiable del azimuth de la formación sobre la longitud total del pozo.*- es particularmente ventajoso ya que el posicionamiento del BHA rotando en el pozo es continuo.

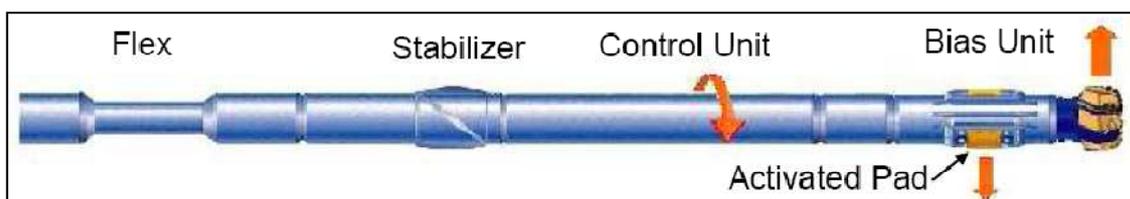
3.1.1.3.1 Tipos de sistemas rotary steerable

Los dos tipos principales de sistemas rotary steerable son:

- *Tipo “Presionar en la Broca” (push-the-bit).*- aplica esfuerzos laterales para incrementar la acción de corte lateral de la broca.
- *Tipo “Apuntar con la Broca” (point-the-bit).*- introduce un desplazamiento a la trayectoria de perforación, similar a un bent housing pero permitiendo una rotación continua.

Un sistema push-the-bit utiliza almohadillas (pads) en una unidad previa para presionar contra las paredes del agujero, lo que empuja a la broca en la dirección opuesta. Los pads deben ser activados en secuencia para asegurar el direccionamiento deseado. Un ejemplo se muestra en la figura 3.9:

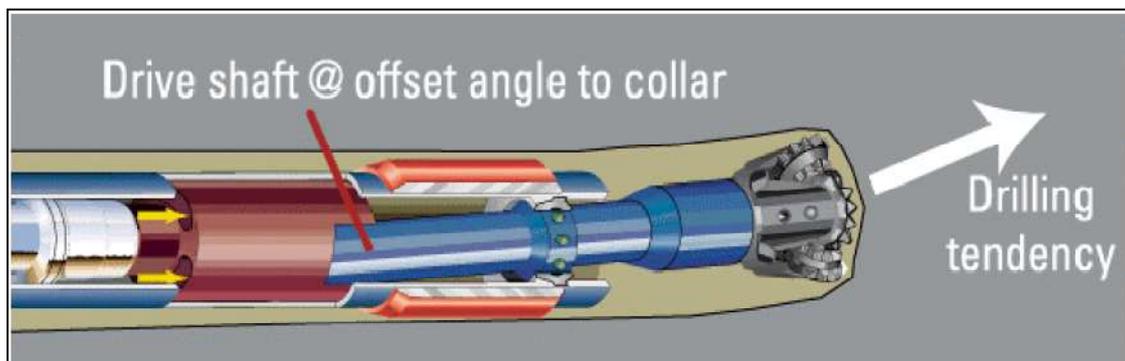
Figura 3.9.- Pads de un sistema push-the-bit para generar la tendencia de direccionamiento



Fuente: Well Placement Fundamentals, Roger Griffiths

Un sistema point-the-bit proporciona todos los beneficios de un sistema push-the-bit con una reducción de la sensibilidad de la formación, dando como resultado un direccionamiento más consistente y una capacidad de dogleg alta. El sistema point-the-bit está centrado en una junta universal que transmite torque y peso en la broca pero permite que el eje de la broca se desplace con el eje del sistema, como se muestra en la figura 3.10:

Figura 3.10.- Sistema point-the-bit con desplazamiento de ángulo geoestacionario entre la broca y el collar para crear la tendencia de direccionamiento



Fuente: Well Placement Fundamentals, Roger Griffiths

Para ambos sistemas, los altos requerimientos de energía requieren que el sistema tenga su propia capacidad de generar energía a través de una turbina de alto poder y un alternador. Ambos sistemas también contienen componentes electrónicos para controlar el motor y, sensores para monitorear la rotación del collar y del motor.

3.1.2 TIPOS DE POZOS DIRECCIONALES

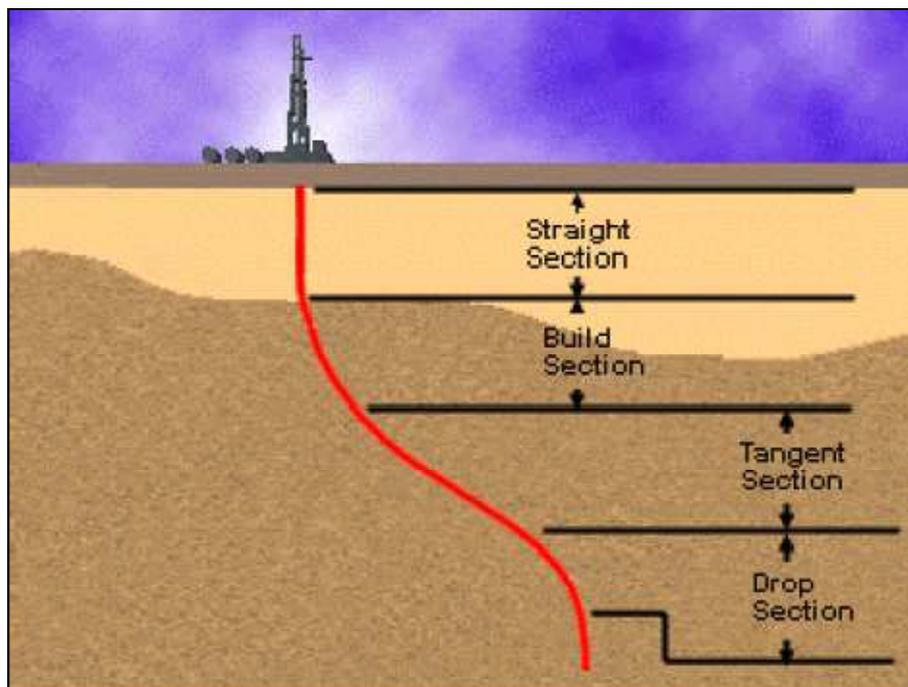
3.1.2.1 Tipo S

Los pozos direccionales Tipo S esta constituido por las siguientes secciones:

- Seccion vertical
- Seccion de construcción de ángulo (Build)
- Seccion tangente(Hold)
- Seccion de reducción de ángulo (Drop)

Este tipo de pozo es perforado para mejorar la eficiencia del pozo y en caso reventones es usado como pozo de alivio. En perforaciones costa fuera los pozos direccionales tipo S pueden asegurar un espaciamento adecuado en la arena cuando multiples pozos son perforados desde la misma plataforma. La figura 3.11 muestra estructura de un pozo direccional tipo S

Figura 3.11.- Pozo direccional Tipo S



Fuente: Schlumberger, Curso básico de Perforación Direccional

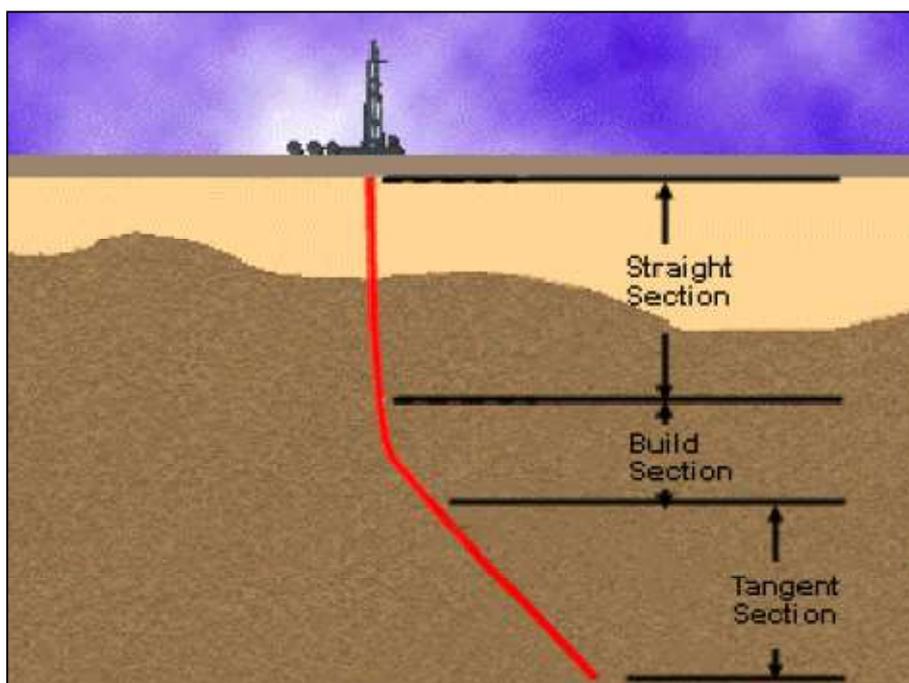
3.1.2.2 Tipo J o tipo Slant

Los pozos direccionales Tipo S esta constituido por las siguientes secciones:

- Sección Vertical
- Sección de construcción de ángulo (Build)
- Sección tangente que se mantiene hasta alcanzar el objetivo (Hold)

Este tipo pozos son perforados donde no es deseable o posible establecer la locación en superficie directo sobre el objetivo o en una plataforma multipozo. La figura 3.12 muestra estructura de un pozo direccional tipo J

Figura 3.12.- Pozo direccional Tipo J



Fuente: Schlumberger, Curso básico de Perforación Direccional

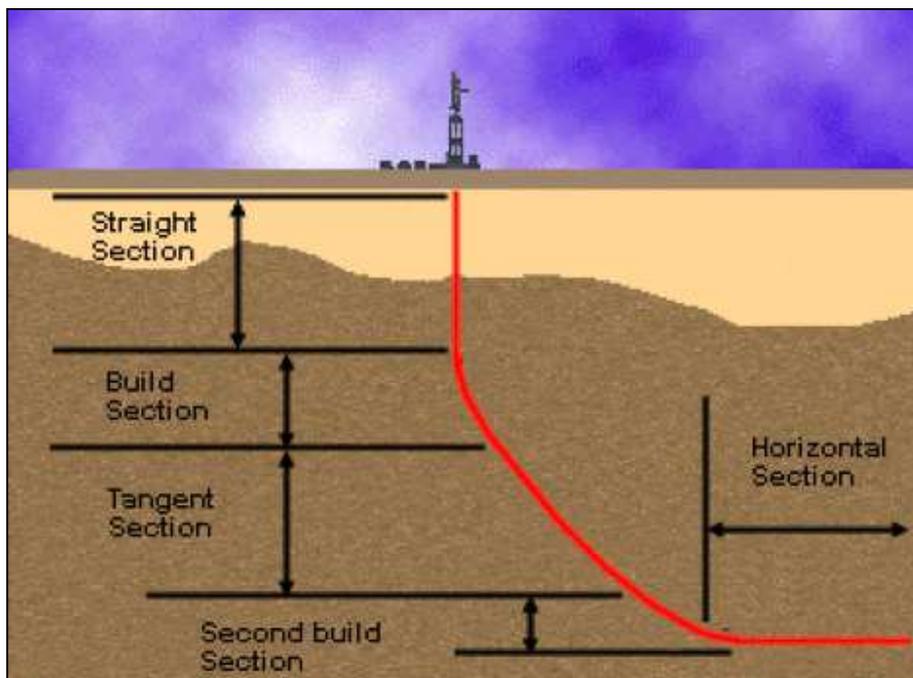
3.1.2.3 Tipo Horizontal

Los pozos horizontales generalmente poseen la siguiente estructura:

- Sección Vertical
- Sección de construcción de ángulo (Build)
- Sección Tangente
- Segunda Sección de construcción de ángulo (Build)
- Sección Horizontal

Este tipo de pozos son perforados hasta un punto por encima del reservorio y luego trayectoria es deflectada hasta alcanzar 90 grados o más. Cuando son aplicados correctamente, un pozo horizontal puede tener una producción mayor que varios pozos direccionales perforados en un mismo reservorio. La figura 3.13 muestra la estructura de un pozo Horizontal

Figura 3.13.- Pozo horizontal



Fuente: Schlumberger, Curso básico de Perforación Direccional

3.2 POSICIONAMIENTO DE POZOS

3.2.1 DEFINICIÓN

El posicionamiento de pozos es la planeación interactiva de un pozo usando criterios geológicos y medidas en tiempo real. El proceso de posicionamiento de pozos es una aproximación interactiva a la construcción de pozos, combinando la tecnología y personal que permitan posicionar un pozo en un objetivo geológico dado maximizando el desempeño de la producción o la inyección.

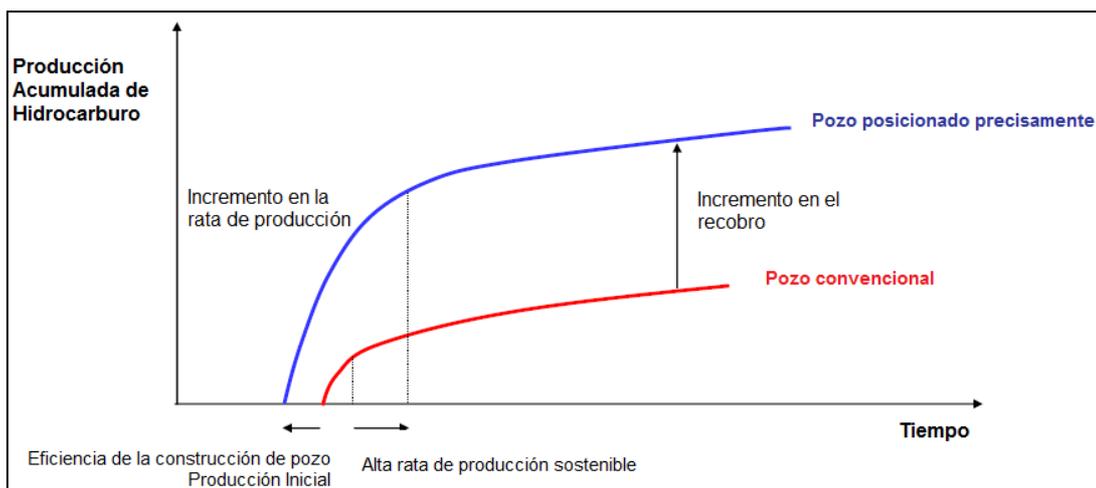
Un posicionamiento preciso mejora la recuperación de la inversión realizada en la perforación del pozo.

3.2.2 INTRODUCCIÓN

El éxito del posicionamiento puede ser medido tanto a corto como largo plazo. En el corto plazo el éxito es determinado al perforar un pozo eficientemente y de manera segura, dentro del tiempo y el presupuesto planificado y la producción de hidrocarburos es la esperada o mejor.

En el largo plazo las consideraciones como acceso a reservas, demora de la producción de agua, producción extendida y costos reducidos de intervención (reacondicionamientos/Workovers) determinan las utilidades de la perforación de un pozo y en sí de la inversión realizada para la misma. La figura 3.14 muestra la producción acumulativa para el caso de un pozo perforado de manera convencional y para el caso de un posicionamiento adecuado.

Figura 3.14.- Producción acumulativa vs tiempo de construcción del pozo y tiempo de producción

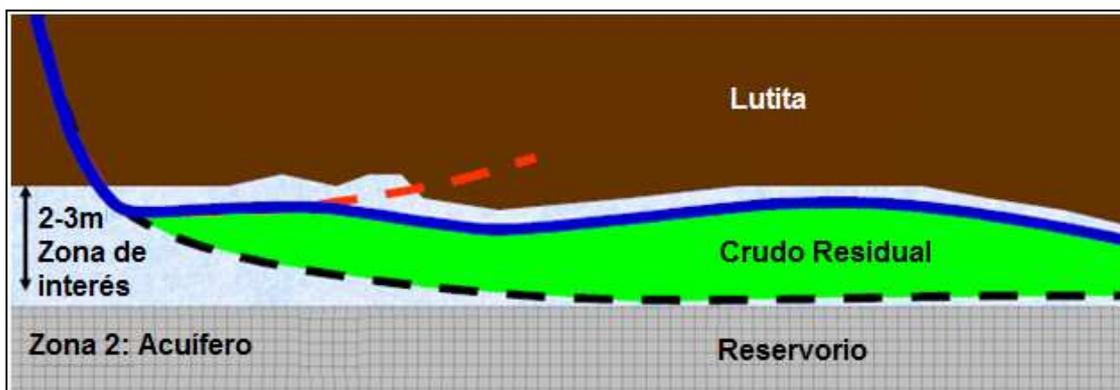


Fuente: Well Placement Fundamentals, Roger Griffiths

El posicionamiento de pozos mejora el desempeño a corto y a largo plazo de un pozo. La rata de penetración ROP es generalmente mejorada debido a que el pozo es ubicado en reservorios más porosos, lo que permite una perforación más rápida del mismo. Perforando la zona productiva del reservorio en vez de las cercanías no productivas permite mejorar la producción. El objetivo es maximizar el recobro de reservas posicionando el pozo en el reservorio de tal manera que el mismo produzca hidrocarburos por el mayor tiempo posible.

Accediendo a zonas de reservorio que no han sido explotadas y evitando fluidos no deseados un pozo proveerá el máximo valor de utilidades debido a una producción máxima de hidrocarburos con un volumen mínimo de agua asociada o gas no deseados. La figura 3.15 es un ejemplo del posicionamiento adecuado de pozos en el tope de un reservorio con un acuífero activo, el cual presiona al hidrocarburo al tope del reservorio para su producción.

Figura 3.15.- Posicionamiento de un pozo en un reservorio de empuje hidráulico



Fuente: Well Placement Fundamentals, Roger Griffiths

El posicionamiento del pozo en el tope del reservorio, línea azul, permite la producción de hidrocarburos por un periodo de tiempo mayor antes de la producción de agua asociada.

De manera similar el crudo remanente en el reservorio es minimizado, línea negra, dado a que la invasión de agua desplazara una mayor cantidad de hidrocarburo antes de llegar al pozo.

Así, si comparamos el pozo azul contra el pozo rojo observamos como un posicionamiento adecuado permite maximizar las reservas y por lo tanto la inversión.

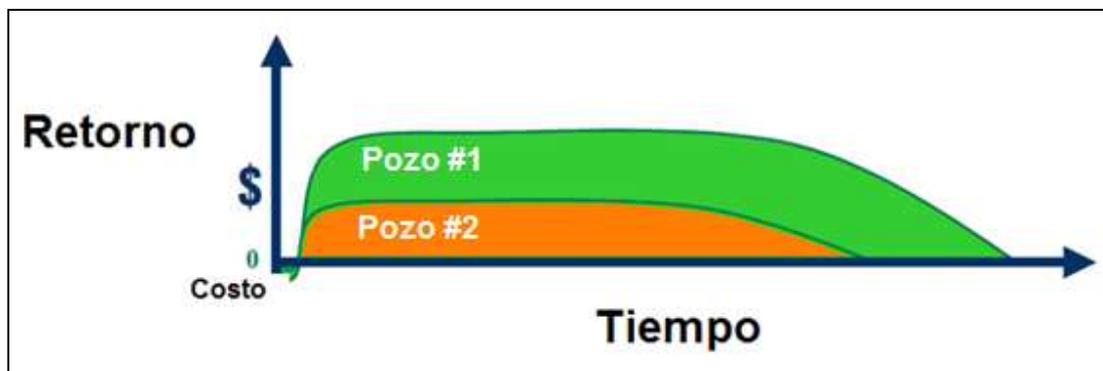
3.2.3 ECONOMÍA DEL POSICIONAMIENTO DE POZOS

La perforación de pozos posicionados adecuadamente requiere de una inversión mayor a la de un pozo perforado de manera tradicional, aun así cada año se incrementan el número de pozos perforados en base al posicionamiento adecuado. Esto se debe a que la producción se ve maximizada en el largo y corto plazo como se describió anteriormente.

Se debe tomar en cuenta que un pozo posicionado adecuadamente también tiene un riesgo asociado diferente o mayor a un pozo perforado convencionalmente. El requerimiento de mantener el pozo en el intervalo productivo requiere de una perforación direccional más efectiva así como un mejor entendimiento del reservorio.

Los riesgos generados o presentes al realizar un posicionamiento de pozo pueden ser mitigados mediante una planeación efectiva, lo cual permite desarrollar las operaciones de construcción del pozo sin poner en peligro al personal ni al pozo en sí. La figura 3.16 muestra el costo y la inversión vs el tiempo para dos distintos pozos:

Figura 3.16.- Utilidad obtenida de la inversión de la perforación de un pozo como función de la eficiencia en la perforación del pozo y el tiempo de producción del mismo.



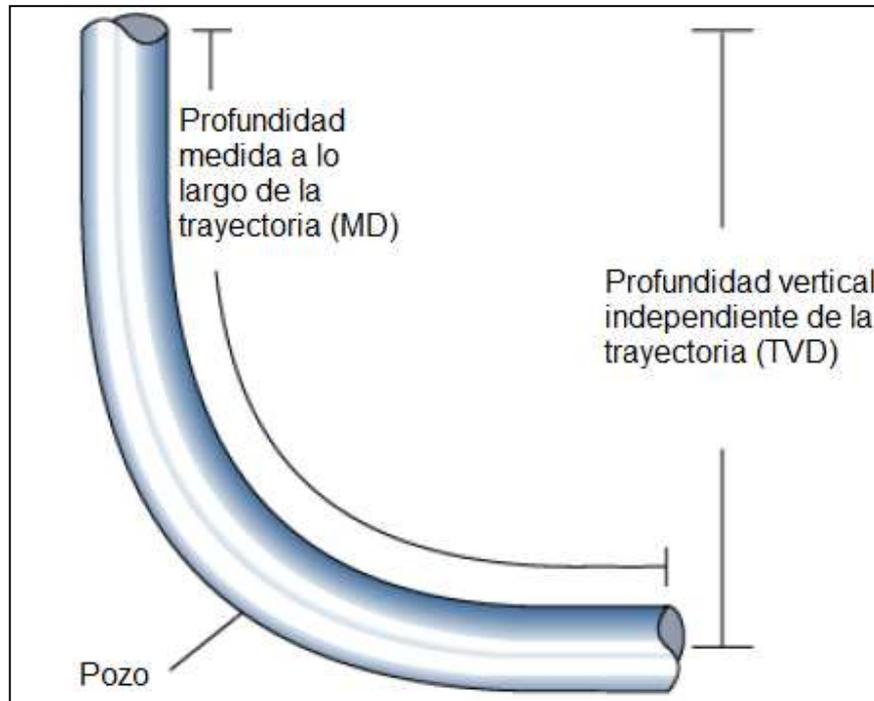
Fuente: Well Placement Fundamentals, Roger Griffiths

3.2.4 TÉRMINOS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL

Definir la localización de un pozo requiere de su posición exacta en el espacio. Se necesitan tres coordenadas para describir la ubicación de cualquier punto del pozo en un espacio 3D. Las más comunes en campo son las siguientes:

- Profundidad Vertical Verdadera (TVD).- la profundidad vertical del pozo es independiente de su trayectoria (figura 3.17). En el caso de un pozo vertical, la Profundidad Medida (MD) es la misma que la profundidad vertical.

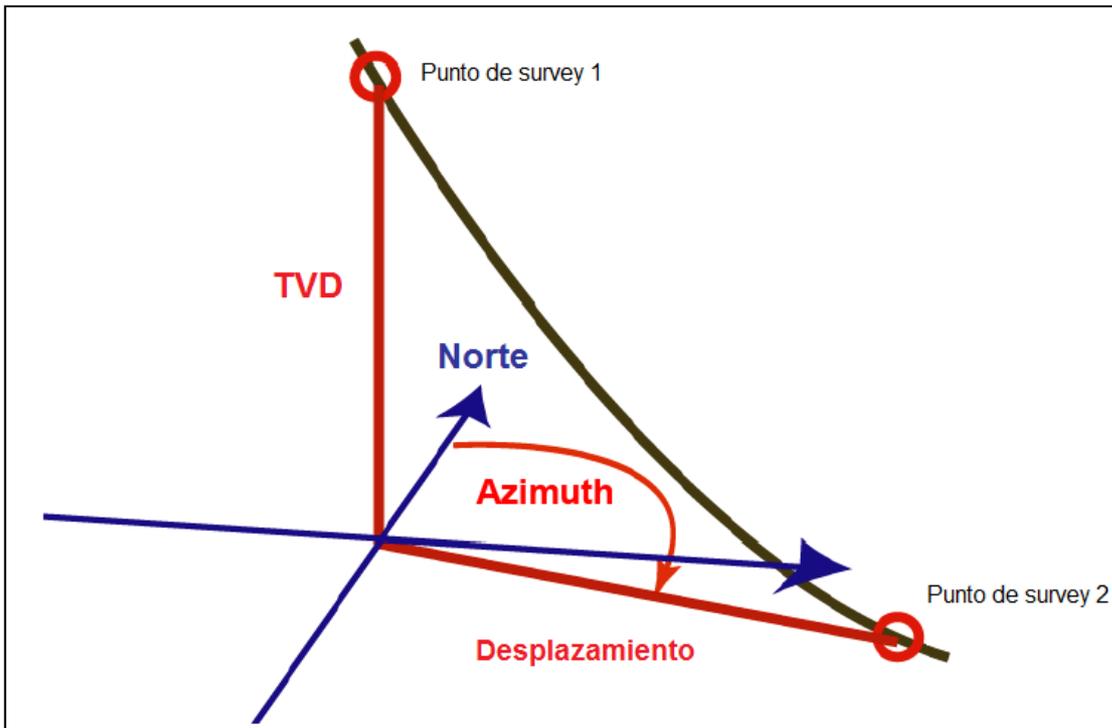
Figura 3.17.- Profundidad vertical verdadera es la profundidad vertical del pozo independiente de su trayectoria.



Fuente: Well Placement Fundamentals, Roger Griffiths

- Desplazamiento.- la distancia más corta desde la ubicación en superficie del pozo a la proyección del fondo del mismo (u otro punto del pozo) a la superficie de la Tierra (figura 3.18)

Figura 3.18.- Distancia entre dos puntos en el pozo (Desplazamiento).

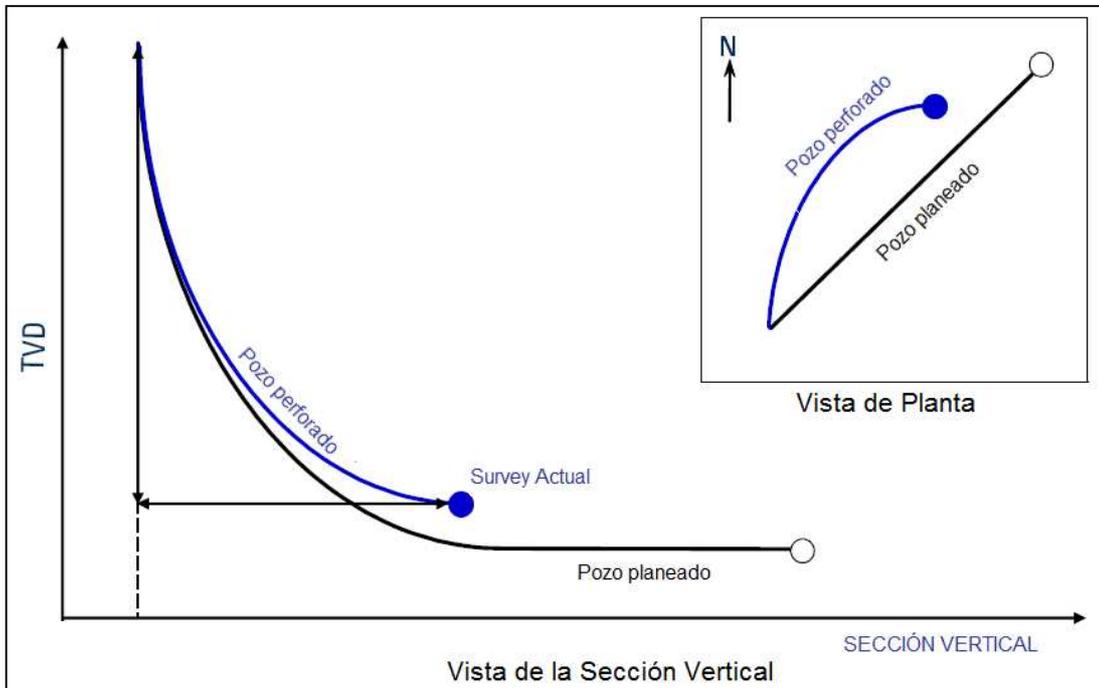


Fuente: Well Placement Fundamentals, Roger Griffiths

La información sobre la posición del pozo generalmente se presenta en formato 2D (vista hacia abajo desde arriba) y las secciones verticales (vista horizontal a la proyección del pozo al plano vertical).

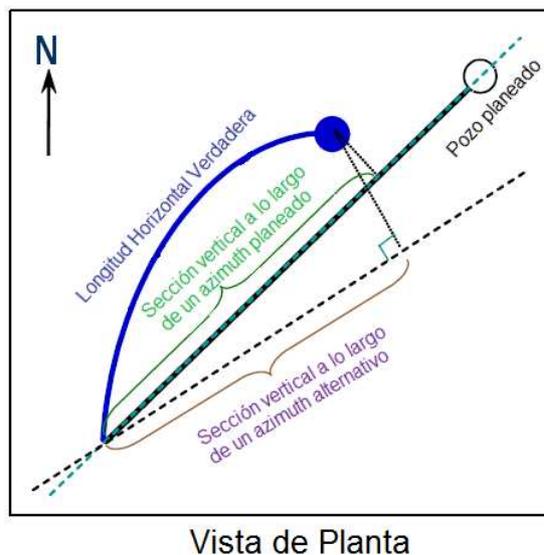
Las figuras 3.19 y 3.20 muestran las vistas típicas en 2D de una trayectoria. El pozo planeado (línea negra) y el pozo tal como se perforó (línea azul) se muestran en vistas laterales perpendiculares al pozo planeado y en la vista del plano en la parte superior. En este ejemplo el pozo perforado difiere del planificado tanto en TVD como en Azimuth. Estas gráficas son regularmente elaboradas durante la perforación para poder comparar el estado actual del pozo con el planificado. La Longitud Horizontal Verdadera (THL) de un pozo es la longitud a lo largo de una proyección de la trayectoria hacia el plano horizontal. La longitud horizontal verdadera es independiente del pozo y de los azimuth de la sección vertical ya que sigue los cambios del azimuth del pozo.

Figura 3.19.- Información de la trayectoria del pozo presentada en proyecciones vertical y horizontal llamadas Vista de la Sección Vertical y Vista de Planta.



Fuente: Well Placement Fundamentals, Roger Griffiths

Figura 3.20.- Longitudes de la sección vertical mostradas en una vista de planta difieren de acuerdo al azimuth en cual la trayectoria del pozo perforado se proyecta.



Fuente: Well Placement Fundamentals, Roger Griffiths

Con la tecnología actual no es posible medir el Desplazamiento, TVD o THL de forma directa, por lo cual se computan desde la información proporcionada por el survey adquirido por medio de sensores de dirección e inclinación de las herramientas de MWD (mediciones mientras se perfora).

Se utilizan tres medidas para definir un survey:

- Profundidad medida.- la longitud a lo largo de la trayectoria, esencialmente la longitud de la tubería de perforación dentro del agujero.
- Inclinación.- la desviación desde la vertical, independiente de la dirección (compás), expresada en grados. La inclinación se mide inicialmente con un mecanismo pendular y se confirma con los acelerómetros o giroscopios de la herramienta de MWD.
- Azimuth.- El ángulo entre la línea de desplazamiento y el norte verdadero o norte magnético medido en el plano horizontal, generalmente medido en el sentido de las agujas del reloj a partir del norte.

3.2.5 MÉTODOS COMPLEMENTARIOS PARA POSICIONAR UN POZO

Existen tres métodos complementarios para posicionamiento de pozos:

- Modelar, comparar y actualizar es el método original, el cual involucra modelar respuestas de registros basadas en un modelo de formación y una trayectoria de pozo, comparar las respuestas modeladas con los registros medidos en tiempo real y actualizar el modelo de formación para ajustarlo a las mediciones a tiempo real. Este método puede ser aplicado para cualquier información de registros en tiempo real.

- La determinación del buzamiento en tiempo real requiere datos de la formación de lados opuestos del pozo, preferentemente imágenes escaneadas de la circunferencia interna del agujero, que son transmitidos durante la perforación. El buzamiento de la formación es calculado por correlaciones de la información de lados opuestos del pozo. El buzamiento se extrapola lejos del agujero y el pozo se direcciona bajo la asunción de que el buzamiento no cambiará considerablemente.
- La detección remota de capas para posicionamiento de pozos en tiempo real frecuentemente requiere medidas de profundidad acimutal (distancia a la capa). Se pueden determinar la distancia y la dirección para cambiar la resistividad de la formación. El posicionamiento de pozos utilizando esta técnica requiere del conocimiento de la resistividad de las capas junto a la secuencia de capas en el reservorio.

El posicionamiento tradicional de pozos necesita de la especificación del objetivo geológico para poder diseñar la trayectoria del pozo para alcanzar este objetivo y seguirlo. Para planear una trayectoria se debe considerar también factores como la cercanía de pozos vecinos, limpieza del pozo, remoción de cortes y control de la presión de formación, la manipulación de la sarta de perforación bajo los límites de torque y arrastre y la habilidad de direccionar el pozo con el ensamblaje de fondo adecuado.

3.3 DISEÑO DE POZOS

3.3.1 INTRODUCCIÓN

Para el diseño de los pozos propuestos se manejarán diferentes tipos de perfiles direccionales en cada escenario que permitan una vez realizado el diseño evaluar el riesgo y costo asociado a cada perfil para luego en la propuesta final mitigar o sugerir las acciones operacionales o de diseño que minimicen el riesgo vs costo.

En cada escenario se plantearan los mismos objetivos de los pozos de control con lo que se garantizara que el diseño se aproxime al caso real. Cada pozo diseñado en Drilling Office será evaluado y pasara a una etapa de optimización/rediseño en Osprey Risk según sea el caso.

En base al modelo geomecánico generado y ajustado en la evaluación de los pozos de control se desarrollaran las propuestas para los puntos de asentamiento, peso de lodo y en conjunto con la información obtenida de los pozos vecinos, en especial Bit Records, y la correlación de UCS con un tipo determinado de broca para cada litología se realizara el diseño de brocas y posteriormente la hidráulica y las propiedades de lodo adecuadas para cada caso.

A continuación se presentan los resultados obtenidos del proceso de evaluación descrito anteriormente para cada escenario.

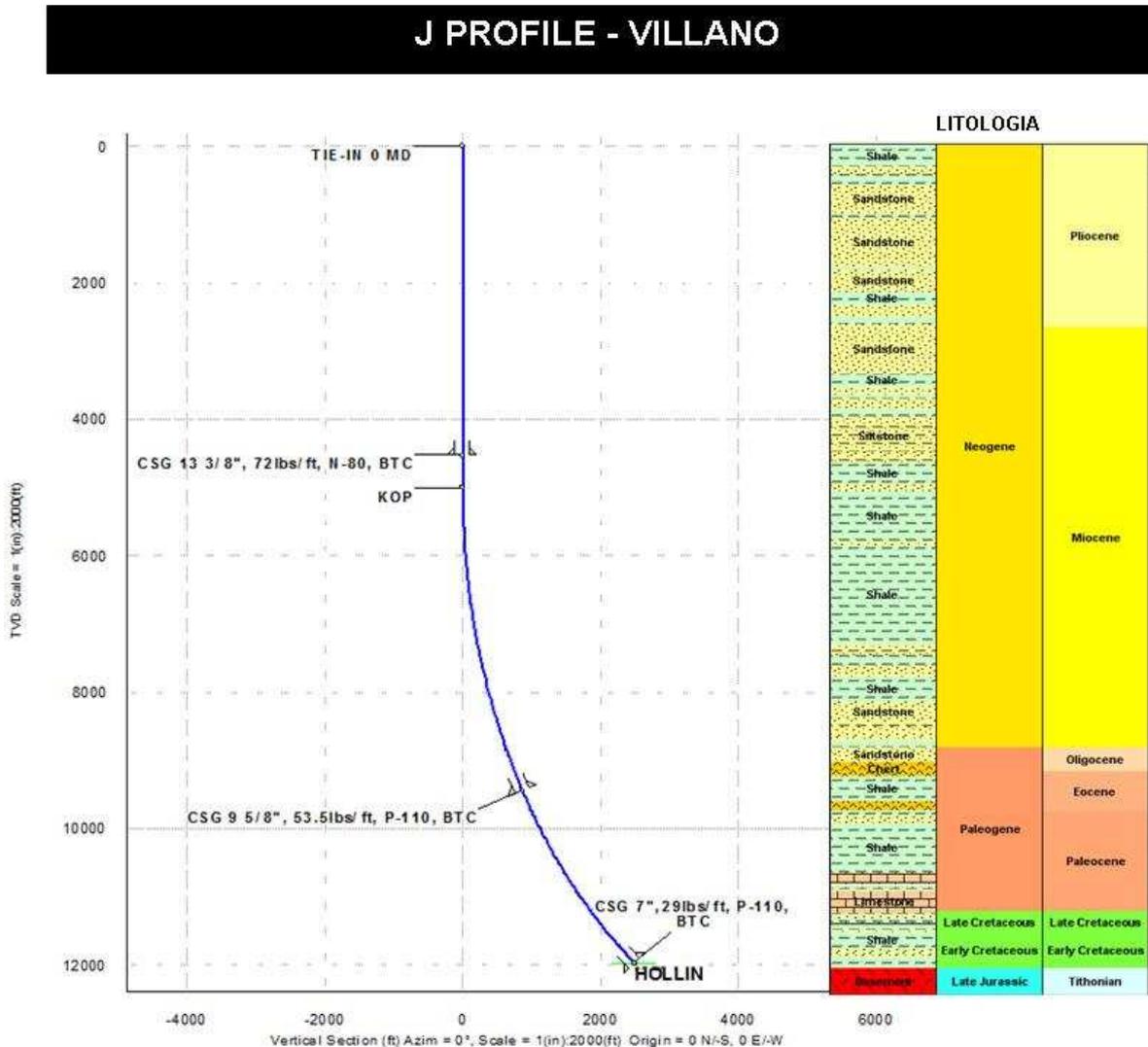
3.3.2 DISEÑO DE POZOS PARA VILLANO

3.3.2.1 Pozo Propuesto Perfil Tipo J

Para el diseño de esta trayectoria se busco trabajar con un perfil general que no presente mayores dificultades de diseño. Se han generado los puntos de asentamiento en base a las presiones de Poro y Fractura calculadas mediante el modelo geomecánico.

La trayectoria inicialmente consta de una sección vertical sin desviación para luego iniciar la curvatura y mantener la inclinación hasta llegar el objetivo. La trayectoria muestra un incremento de DLS al iniciar la curvatura, sin que esto implique futuros problemas operativos o de diseño ya que el valor de esta es bajo y no representa limitación en cuanto a riesgo operativo o de diseño. La figura 3.21 muestra la trayectoria propuesta, los puntos de asentamiento y la litología esperada en profundidad vertical verdadera.

Figura 3.21.- Trayectoria Propuesta, puntos de asentamiento y litología esperada, perfil tipo J - Villano.



Los pesos de lodo para este pozo se mantienen uniformes dado que el incremento en la presión de poro es normal. El Anexo 9 muestra la ventana existente entre la presión de poro y fractura para cada sección.

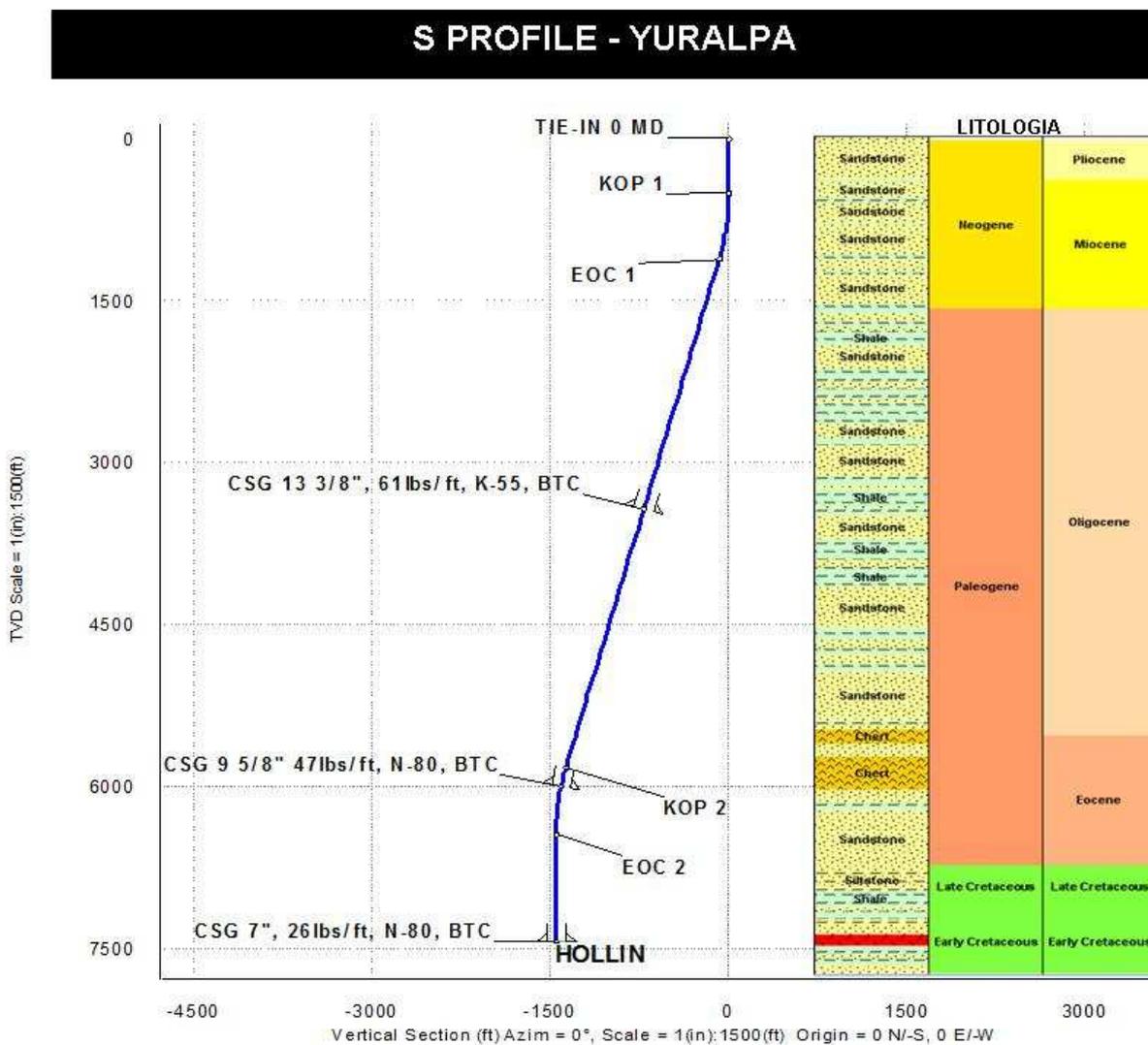
3.3.3 DISEÑO DE POZOS PARA YURALPA

3.3.3.1 *Pozo Propuesto Perfil Tipo S*

Para el diseño de este pozo se ha tomado un perfil tipo S, este muestra una sección vertical pequeña en la que se usara un BHA convencional para luego iniciar con el primer punto de curvatura, al finalizar la misma se tiene una sección tangente y finalmente se tiene como objetivo finalizar la trayectoria sin inclinación.

Los puntos de asentamiento has sido determinados en base al modelo geomecánico y a la información obtenida de los pozos vecinos. La figura 3.23 muestra la trayectoria propuesta, los puntos de asentamiento y la litología esperada en profundidad vertical verdadera.

Figura 3.23.- Trayectoria Propuesta, puntos de asentamiento y litología esperada, perfil tipo S - Yuralpa



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

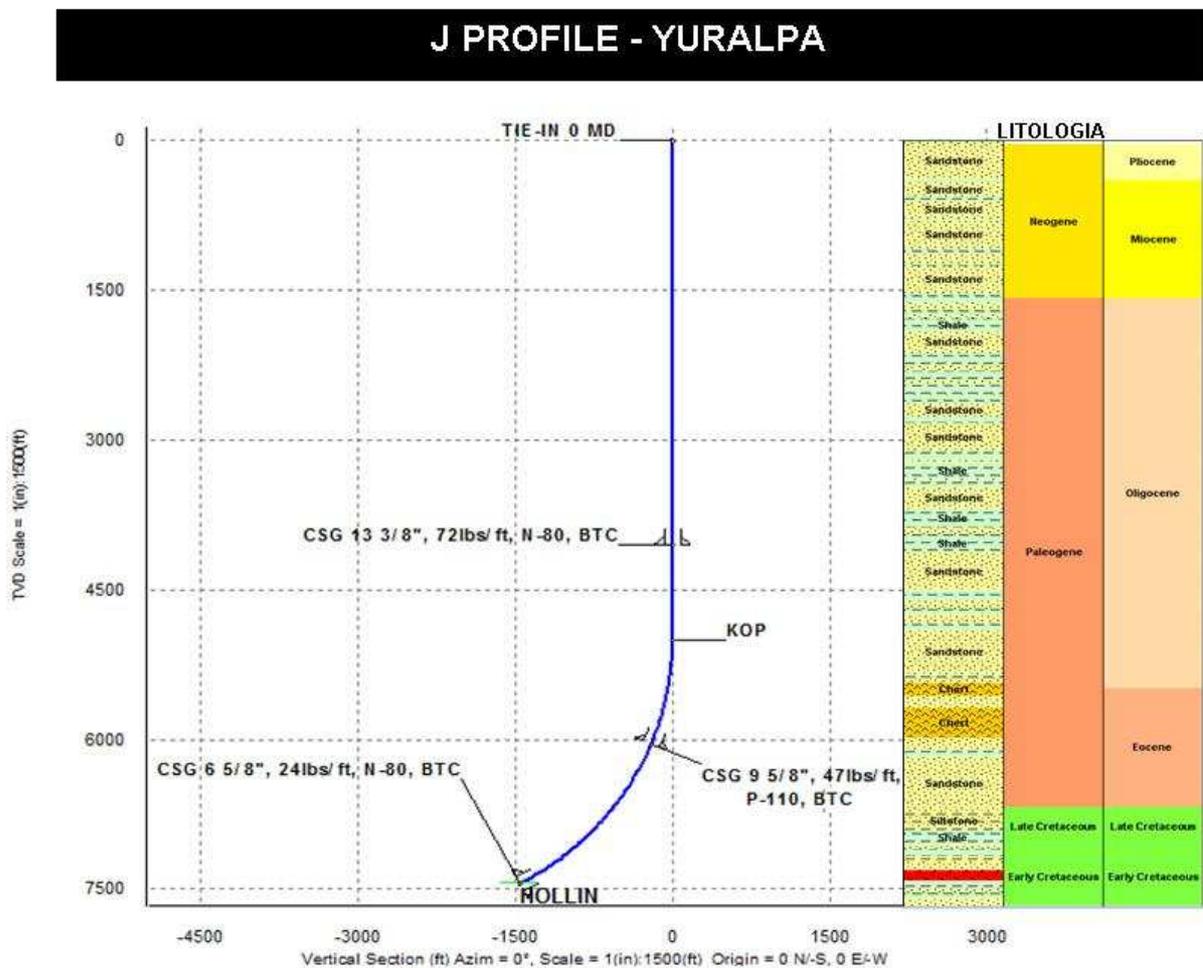
Los pesos de lodo han sido ajustados a las presiones de poro y de fractura calculadas en base al modelo geomecánico, buscando mantener un peso uniforme para cada sección del pozo. El Anexo 10 muestra la ventana existente entre la presión de poro y fractura para cada sección.

Al igual que el perfil anterior, para este caso se mantendrá el peso de lodo por encima de la presión de poro sin incrementos drásticos para cada sección del pozo.

3.3.3.2 Pozo Propuesto Perfil Tipo J

Para el diseño de este pozo se ha escogido un perfil tipo J de radio corto, para este se deberá usar un BHA convencional para la sección vertical y uno que permita realizar la curvatura de radio corto hasta llegar al objetivo. La figura 3.24 muestra la trayectoria propuesta, los puntos de asentamiento y la litología esperada en profundidad vertical verdadera.

Figura 3.24.- Trayectoria Propuesta, puntos de asentamiento y litología esperada, perfil tipo J – Yuralpa.



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

El peso de lodo a ser usado en la sección vertical ha sido separado en dos intervalos dado que existe una variación significativa en la presión de poro, para las secciones siguientes, este se mantendrá por encima de la presión de poro. El Anexo 11 muestra la ventana existente entre la presión de poro y fractura para cada sección.

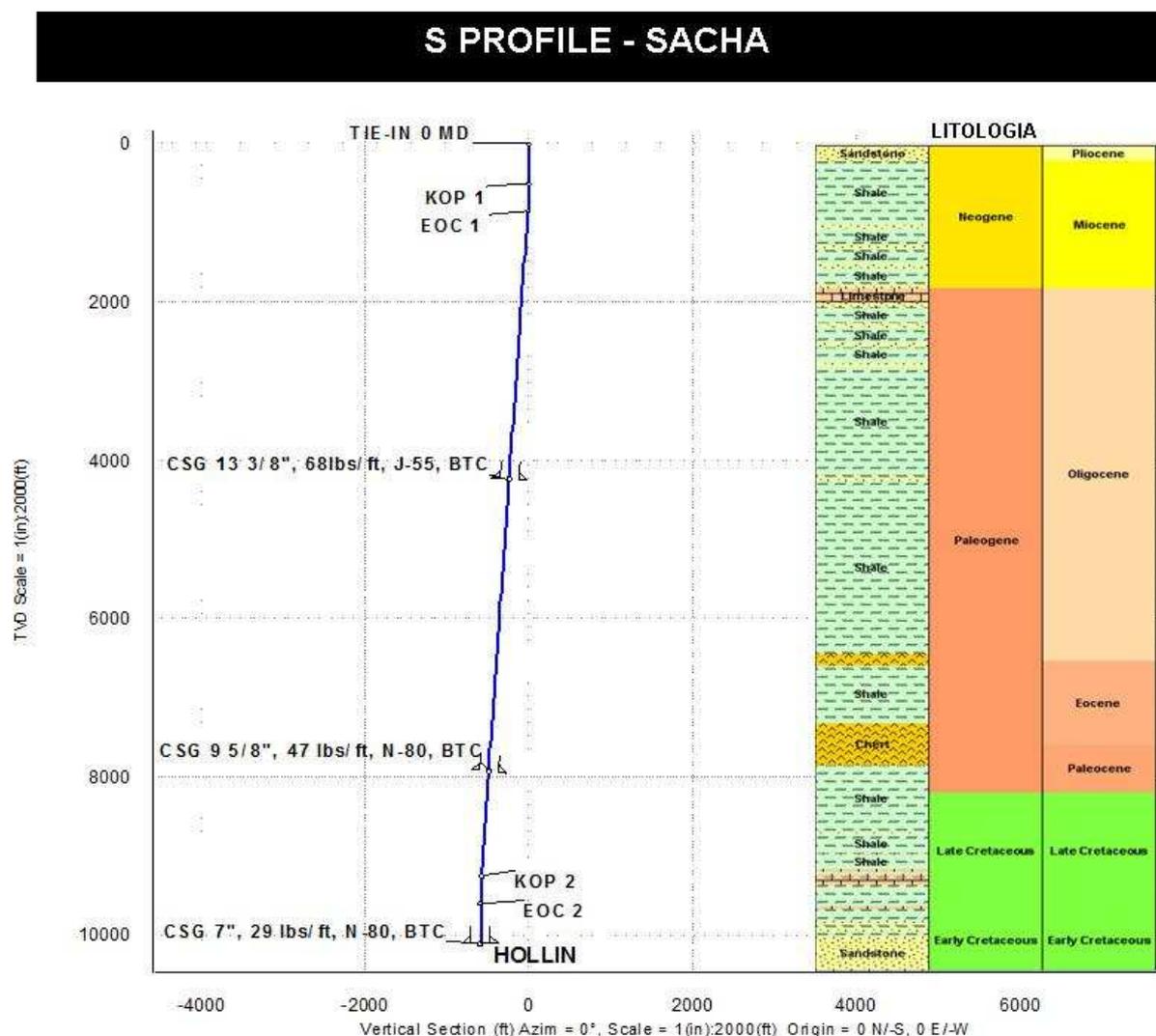
3.3.4 DISEÑO DE POZOS PARA SACHA

Para este caso la parte inicial del modelo geomecánico muestra una ventana muy pequeña entre la Presión de Poro y la Presión de Fractura, esto originado por la falta de data confiable que permita modelar adecuadamente la diferencia existente entre estas dos presiones. Para este caso, dado que la presión de Fractura muestra valores muy bajos en comparación a los demás modelos, se procederá al diseño de la sección superficial para ambos casos tomando en cuenta solo la presión de Poro.

3.3.4.1 Pozo Propuesto Perfil Tipo S

Para el diseño de este pozo se tiene un perfil tipo S con dos curvaturas pequeñas. Para la sección vertical se usará un BHA convencional, para la curvatura inicial uno que permita realizar la curvatura, en la sección tangente un BHA rígido y finalmente llegar verticalmente al objetivo. La figura 3.25 muestra la trayectoria propuesta, los puntos de asentamiento y la litología esperada en profundidad vertical verdadera.

Figura 3.25.- Trayectoria Propuesta, puntos de asentamiento y litología esperada, perfil tipo S - Sacha



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

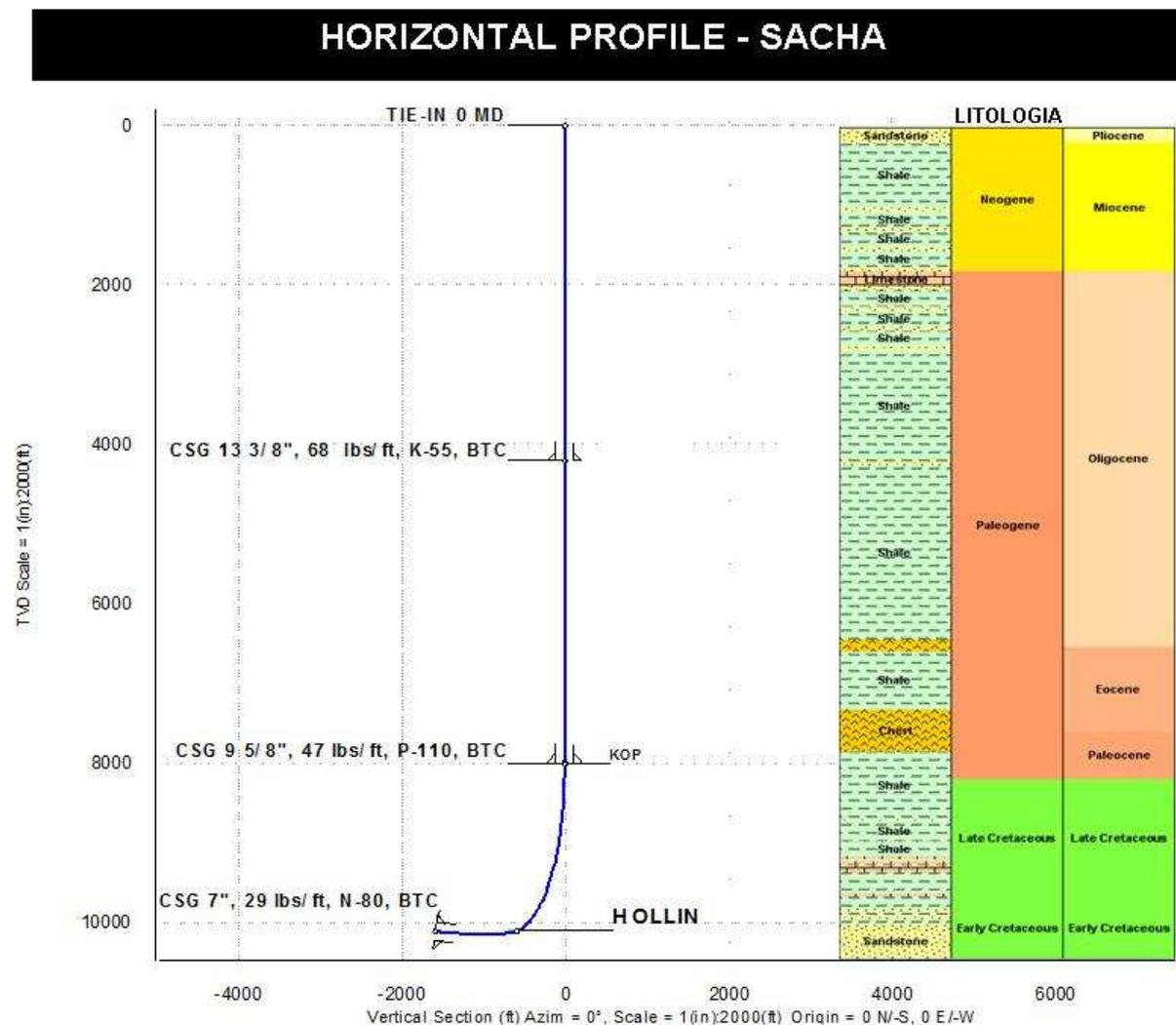
Debido a la falta de data relativa a la sección superficial, los valores de presión de Fractura no son confiables y el peso de lodo se ha ajustado únicamente a la presión de poro.

Los pesos de lodo para las secciones siguientes se han calculado mediante el modelo geomecánico y la información obtenida de los pozos vecinos. El Anexo 12 muestra la ventana existente entre la presión de poro y fractura para cada sección.

3.3.4.2 Pozo Propuesto Perfil Horizontal

Para este pozo se ha seleccionado una trayectoria horizontal de radio corto, se iniciará con una sección vertical para luego realizar la curvatura y mantener una sección horizontal hasta llegar al objetivo. La figura 3.26 muestra la trayectoria propuesta, los puntos de asentamiento y la litología esperada en profundidad vertical verdadera.

Figura 3.26.- Trayectoria Propuesta, puntos de asentamiento y litología esperada, perfil Horizontal - Sacha



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

El Anexo 13 muestra la ventana existente entre la presión de poro y fractura para cada sección. Al igual que para el perfil anterior la sección superficial se modelara teniendo en cuenta únicamente a la presión de poro.

Los Anexos 23, 24, 25, 26, 27 y 28 muestran las trayectorias de los pozos propuestos descritos anteriormente para cada escenario con los puntos más relevantes para la perforación direccional en cada uno de ellos (TIE-IN, KOP, EOC, formación objetivo y puntos de asentamiento de revestidores).

CAPÍTULO 4

PROGRAMA DE PERFORACIÓN DE LOS POZOS PROPUESTOS

Luego de haber generado y calibrado los modelos geomecánicos en tiempo y costo para cada escenario en base a los pozos de control, se generaron las trayectorias simulando los objetivos de los pozos de control. Los cálculos correspondientes al diseño de las trayectorias fueron generados en Drilling Office, tomando en cuenta para cada escenario el diseño de los siguientes tipos de pozos: Tipo J, Tipo S, y Tipo Horizontal, con la finalidad de evaluar los tres tipos de trayectorias en cada escenario e identificar las singularidades relacionadas a la planificación de cada pozo.

Las trayectorias propuestas son colocadas en cada modelo geomecánico respectivo para realizar los programas de perforación para cada pozo y en el proceso realizar un análisis iterativo en que se evalúan diferentes condiciones para cada pozo ya sean variaciones en los puntos de asentamiento, tipo de revestidores, parámetros de perforación, hidráulica, selección de brocas, etc., que permitirá mitigar o disminuir los riesgos presentes en cada caso y generar los planes de perforación que presenten la combinación con menor riesgo.

El programa de lodos se realiza evaluando el comportamiento del modelo geomecánico para un peso de lodo dado, es decir que este peso no sea menor a la presión de poro ni exceda la presión de fractura para cada sección del pozo y presente las mejores condiciones de hidráulica para cada pozo.

El programa de brocas se realiza obteniendo las brocas que muestren el mejor rendimiento para cada litología, sección y escenario respectivamente.

Los revestidores y los puntos de asentamiento son evaluados en el modelo geomecánico comparando diferentes puntos de asentamiento y características de revestidores (peso por pie, grado, tipo de rosca, etc.)

El programa de cementación se lo realiza de manera similar al programa de lodos y teniendo en cuenta las propiedades más adecuadas para cada lechada (Cabeza y Cola) de acuerdo al mejor desempeño que estas muestren en el modelo geomecánico.

4.1 PROGRAMA DE POZOS PARA VILLANO

4.1.1 POZO PROPUESTO PERFIL TIPO J

4.1.1.1 Programa de Lodos

A continuación se realizará una descripción del programa de fluidos de perforación para cada sección del perfil tipo J propuesto para el escenario Villano.

4.1.1.1.1 Sección superficial

Para esta sección se utilizará lodo nativo disperso que permita minimizar problemas de embolamiento de broca y taponamientos en la línea de flujo. Debido a la presencia de arenas no consolidadas pueden darse pérdidas de circulación.

4.1.1.1.2 Sección intermedia

En esta sección del agujero se usará un lodo base agua – no disperso, densificado con barita y aditivos como inhibidores de arcillas y lubricantes, encapsuladores y surfactantes, debido a la presencia de lutitas masivas. Se pueden presentar problemas de pega diferencial en el conglomerado de Tiyuyacu. Además se utilizaran aditivos para pérdida de circulación durante la perforación de los conglomerados de Tiyuyacu. Los parámetros reológicos del lodo de perforación en esta sección deben ser óptimos para garantizar la limpieza adecuada del agujero y evitar la formación de camas.

4.1.1.1.3 Sección de producción

Para perforar esta sección se debe cambiar el lodo de perforación base Carbonato de calcio de diferentes tamaños para evitar la invasión del fluido de perforación en la zona de interés. La tabla 4.1 muestra el programa de lodos para este perfil:

Tabla 4.1.- Programa de lodos Villano, perfil tipo "J":

Sección Agujero	MD	Tipo	Peso Lodo	PV	YP	Esfuerzo de Corte	K	n	Vol.
	ft		lbm/gal	cP	lbf/100ft ²	1/s			bbl
Superficial	45	BASE AGUA/ DISPERSO	9.2	11	20	3.91	1.908	0.445	0
Superficial	4537	BASE AGUA/ DISPERSO	10.5	17	18	3.49	0.960	0.572	3569
Intermedio	9665	BASE AGUA/ DISPERSO	10.9	18	17	3.40	0.835	0.599	3234
Producción	13116	BASE AGUA/NO DISPERSO	10.9	19	18	8.10	0.888	0.598	2500

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.1.1.2 Programa de Brocas

A continuación se realizará una descripción del programa de brocas para cada sección del perfil tipo J propuesto para el escenario Villano.

4.1.1.2.1 Sección superficial

Para esta sección se utilizará una broca PDC de 16" S121 - cuerpo de acero, con cortadores de diamante industrial, con un tamaño a 24 mm de diámetro y de perfil plano.

4.1.1.2.2 Sección intermedia

Se inicia la perforación de esta sección con una broca tricónica de insertos de 12 ¼" para formaciones blandas a medias con bajo UCS. Se continua con una broca PDC cuerpo de acero S233 de 12 ¼", con cortadores de diamante natural de entre 8 y 14 mm, adecuada para la litología a perforarse.

4.1.1.2.3 Sección de producción

La perforación de esta sección se realizará con una broca PDC S323 de 8 ½” con cuerpo de acero y con cortadores de diamante. Los cortadores están entre 14 y 24 mm. Debido al desgaste mostrado en los pozos de control al perforar esta sección, es recomendable utilizar dos brocas de la misma característica. La tabla 4.2 muestra un resumen del programa de brocas propuesto para este perfil:

Tabla 4.2.- Programa de brocas Villano, perfil tipo “J”:

Sección Agujero	Tamaño Hueco in	Tipo Broca	Código IADC	Inicio MD ft	Fin MD ft	Distancia ft
Superficial	16	PDC	S121(DS40HG)	45	4537	4492
Intermedio	12.25	Insertos	517	4537	7466	2929
Intermedio	12.25	PDC	S233	7466	9665	2199
Producción	8.5	PDC	S323(DS72HGUZ)	9665	12445	2780
Producción	8.5	PDC	S323(DS72HGUZ)	12445	13116	671

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.1.1.3 Programa de Casing

La tabla 4.3 muestra los resultados obtenidos a partir del modelo geomecánico y el análisis de riesgos del programa de revestimiento para el perfil tipo J propuesto para el escenario Villano:

Tabla 4.3.- Programa de casing Villano, perfil tipo “J”:

Csg Tipo	Csg Pt MD ft	Csg Pt TVD ft	Csg OD in	Peso Lineal lbm/ft	Grado
Superficial	4537	4537	13.375	72	N-80
Intermedio	9665	9442	9.625	53.5	P-110
Producción	13116	11977	7	29	P-110

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 4.3.- (Continuación)

Csg Tipo	Rosca	Drift in	Factores de Diseño		
			Estallido	Colapso	Tensión
Superficial	BTC	12.19	1.7	3.3	6.1
Intermedio	BTC	8.38	1.6	1.5	4.1
Producción	BTC	6.06	2.0	1.3	3.3

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.1.1.4 Programa de Cementación

La tabla 4.4 muestra los resultados obtenidos a partir del modelo geomecánico y el análisis de riesgos del programa de cementación para el perfil tipo J propuesto para el escenario Villano:

Tabla 4.4.- Programa de cementación Villano, perfil tipo "J":

Csg Tipo	Tope Cemento	Longitud Lead	Volumen Lead	Peso Lead	Tope Tail	Longitud Tail
	ft	ft	bbbl	lbm/gal	ft	ft
Superficial	37	4200	629	12	4237	300
Intermedio	4337	5028	421	13.9	9365	300
Producción	9465	3351	95	14.9	12816	300

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 4.4.- (Continuación)

Csg Tipo	Volumen Tail	Peso Tail	Margen Fractura	Volumen Lechada	Volumen Espaciador
	bbbl	lbm/gal	psi	bbbl	bbbl
Superficial	45	13.5	155	675	45
Intermedio	25	14.2	1936	446	25
Producción	9	14.4	3288	103	9

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.1.2 POZO PROPUESTO PERFIL HORIZONTAL

4.1.2.1 Programa de Lodos

A continuación se realizará una descripción del programa de fluidos de perforación para cada sección del perfil horizontal propuesto para el escenario Villano.

4.1.2.1.1 Sección superficial

En esta primera etapa de perforación se necesita minimizar problemas de embolamiento de broca y taponamientos en la línea de flujo, para lo cual se utilizara un lodo nativo disperso. Pueden presentarse además problemas de pérdida de circulación debido a que en esta sección del agujero se perforan arenas no consolidadas.

4.1.2.1.2 Sección intermedia

Se utilizará un lodo no disperso para la segunda etapa del agujero, densificado con barita y aditivos como inhibidores de arcillas y lubricantes, encapsuladores y surfactantes, debido a la presencia de lutitas masivas.

Durante la perforación del conglomerado Tiyuyacu pueden presentarse problemas por pega diferencial por lo cual deben observarse los parámetros de perforación. Para esta sección también se utilizaran aditivos para pérdida de circulación debido a la presencia de areniscas altamente permeables. Para una buena limpieza del hoyo y para evitar la formación de camas, la reología del lodo de perforación debe ser óptima.

4.1.2.1.3 Sección de producción

Para perforar esta sección se debe cambiar el lodo de perforación base Carbonato de calcio compatible con la zona de interés, así como se deben utilizar carbonatos de distinto tamaño para no producir daño en la formación de interés durante la perforación de la sección horizontal. La tabla 4.5 muestra el programa de lodos para este perfil.

Tabla 4.5.- Programa de lodos Villano, perfil Horizontal:

Sección Agujero	MD	Tipo	Peso Lodo	PV	YP	Esfuerzo Corte	K	n	Vol.
	ft		lbm/gal	cP	lbf/100ft ²	1/s			bbl
Superficial	45	BASE AGUA/ DISPERSO	8.9	10	20	4.04	2.379	0.406	0
Superficial	1000	BASE AGUA/ DISPERSO	9.2	11	20	3.91	1.915	0.444	1810
Superficial	8697	BASE AGUA/ DISPERSO	10.0	15	18	3.62	1.171	0.534	3828
Intermedio	12172	BASE AGUA/ DISPERSO	10.6	17	17	3.46	0.909	0.583	3592
Producción	16500	BASE AGUA/NO DISPERSO	10.6	18	18	8.01	0.897	0.593	2801

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.1.2.2 Programa de Brocas

A continuación se realizará una descripción del programa de brocas para cada sección del perfil horizontal propuesto para el escenario Villano.

4.1.2.2.1 Sección superficial

Para esta sección se utilizará una broca PDC de 16" S121 - cuerpo de acero, con cortadores de diamante industrial, con un tamaño a 24 mm de diámetro y de perfil plano.

4.1.2.2.2 Sección intermedia

Se inicia la perforación de esta sección con una broca tricónica 437 de 12 ¼" para formaciones suaves con bajo UCS y alta perforabilidad. Se continúa con una broca PDC cuerpo de acero S233 de 12 ¼ ", con cortadores de diamante natural de entre 8 y 14 mm.

4.1.2.2.3 Sección de producción

Se inicia la perforación de esta etapa con una broca PDC cuerpo de acero S233 de 8 ½ ", con cortadores de diamante natural de entre 8 y 14 mm. Debido al desgaste mostrado a partir del análisis de los pozos vecinos para esta zona, se obtiene un menor riesgo utilizando dos brocas de la misma característica. A continuación se muestra el programa de brocas para este perfil, en la tabla 4.6:

Tabla 4.6.- Programa de brocas Villano, perfil Horizontal:

Sección Agujero	Tamaño Hueco in	Tipo Broca	Código IADC	Inicio MD ft	Fin MD ft	Distancia ft
Superficial	16	PDC	S121(DS40HG)	45	3700	3655
Superficial	16	PDC	S121(DS40HG)	3700	8697	4997
Intermedio	12.25	Insertos	437	8697	10100	1403
Intermedio	12.25	PDC	S233	10100	12172	2072
Producción	8.5	PDC	S233	12172	14190	2019
Producción	8.5	PDC	S233	14190	16500	2310

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.1.2.3 Programa de Casing

La tabla 4.7 muestra los resultados obtenidos a partir del modelo geomecánico y el análisis de riesgos del programa de revestimiento para el perfil horizontal propuesto para el escenario Villano:

Tabla 4.7.- Programa de casing Villano, perfil Horizontal:

Csg Tipo	Csg Pt MD ft	Csg Pt TVD ft	Csg OD in	Peso Lineal lbm/ft	Grado
Superficial	8697	8492	13.375	77	P-110
Intermedio	12172	10866	9.625	53.5	P-110
Liner de Producción @ 12022 ft	16500	12014	6.625	28	N-80

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 4.7.- (Continuación)

Csg Tipo	Rosca	Drift in	Factores de Diseño		
			Estallido	Colapso	Tensión
Superficial	MTC	12.12	1.3	8.3	4.4
Intermedio	BTC	8.38	1.4	1.4	3.5
Liner de Producción	BTC	5.67	1.6	1.2	2.6

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.1.2.4 Programa de Cementación

La tabla 4.8 muestra los resultados obtenidos a partir del modelo geomecánico y el análisis de riesgos del programa de cementación para el perfil horizontal propuesto para el escenario Villano:

Tabla 4.8.- Programa de cementación Villano, perfil Horizontal:

Csg Tipo	Tope Cemento ft	Longitud Lead ft	Volumen Lead bbl	Peso Lead lbm/gal	Tope Tail ft	Longitud Tail ft
Superficial	37	8360	1252	10.0	8397	300
Intermedio	8496	3376	282	12.5	11871	300
Liner de Producción	12022	4178	144	12.5	16200	300

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 4.8.- (Continuación)

Csg Tipo	Volumen Tail	Peso Tail	Margen Fractura	Volumen Lechada	Volumen Espaciador
	bbbl	lbm/gal	psi	bbbl	bbbl
Superficial	45	9.5	1099	1297	45
Intermedio	25	12.5	3190	308	25
Liner de Producción	10	13.2	3669	154	10

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.2 PROGRAMA DE POZOS PARA YURALPA

4.2.1 POZO PROPUESTO PERFIL TIPO S

4.2.1.1 Programa de Lodos

A continuación se realizará una descripción del programa de fluidos de perforación para cada sección del perfil tipo S propuesto para el escenario Yuralpa.

4.2.1.1.1 Sección superficial

El tipo de lodo que se utilizará en esta etapa es lodo nativo. Debido a que se perforaran zonas arenosas en esta sección, pueden presentarse problemas de pérdidas parciales o totales de circulación debido a altas permeabilidades y formaciones no consolidadas. Para lo cual se utilizaran aditivos para pérdida de filtrado según la severidad de la pérdida.

4.2.1.1.2 Sección intermedia

El uso de lodo nativo con material densificante ayudará a mantener buenas propiedades reológicas y también formará un revoque adecuado para estabilizar las paredes del hoyo y minimizar las posibilidades de pérdidas superficiales durante la perforación de esta sección del agujero.

4.2.1.1.3 Sección de producción

Para esta etapa se debe poner mayor atención a los parámetros de perforación y remoción de sólidos durante la perforación del intrusivo ígneo presente antes de la formación Hollín. Al llegar a la formación de interés el carbonato de calcio, correctamente seleccionado en tamaño, cantidad y dureza, asegurará que la invasión sea mínima y que cualquier revoque será depositado en la cara exterior del pozo. La tabla 4.9 muestra el programa de lodos para este perfil:

Tabla 4.9.- Programa de lodos Yuralpa, perfil tipo "S":

Sección Agujero	MD	Tipo	Peso Lodo	PV	YP	Esfuerzo Corte	K	n	Vol.
	ft		lbm/gal	cP	lbf/100ft ²	1/s			bbf
Superficial	215	BASE AGUA/ DISPERSO	9.9	14	18.3	3.66	1.250	0.522	0
Superficial	3522	BASE AGUA/ DISPERSO	10.9	18	17	3.39	0.818	0.604	3668
Intermedio	6180	BASE AGUA/ DISPERSO	11.5	20	16.6	3.32	0.725	0.629	2854
Producción	7629	BASE AGUA/NO DISPERSO	9.1	20	18.4	8.26	0.863	0.610	2362

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.2.1.2 Programa de Brocas

A continuación se realizará una descripción del programa de brocas para cada sección del perfil tipo S propuesto para el escenario Yuralpa.

4.2.1.2.1 Sección superficial

Se inicia la perforación de esta etapa con una broca tricónica 111 de 17 ½" con dientes de acero para formaciones suaves con bajo UCS y alta perforabilidad

4.2.1.2.2 Sección intermedia

Se inicia la perforación de esta sección con una broca PDC M323 de 12 ¼", cuerpo de matriz, cortadores de diamante de entre 14 y 24 mm. Se continúa la perforación de esta sección con una broca tricónica 437 de 12 ¼" para formaciones suaves con bajo UCS y alta perforabilidad.

4.2.1.2.3 Sección de producción

Se inicia la perforación de esta etapa con una broca tricónica 447 de 8 ½”, de insertos para formaciones suaves – consolidadas, con UCS bajo y alta perforabilidad. Se continua la perforación de esta sección con una broca PDC M323 de 8 ½”, cuerpo de matriz, cortadores de diamante de entre 14 y 24 mm. La tabla 4.10 muestra el programa de brocas para este perfil:

Tabla 4.10.- Programa de brocas Yuralpa, perfil tipo “S”:

Sección Agujero	Tamaño Hueco in	Tipo Broca	Código IADC	Inicio MD ft	Fin MD ft	Distancia ft
Superficial	17.5	Tricónica	111	215	3522	3307
Intermedio	12.25	PDC	M323(RDSX104HGJU)	3522	5440	1918
Intermedio	12.25	Insertos	437	5440	6180	740
Producción	8.5	PDC	S424(DSX70FGPV)	6180	7355	1175
Producción	8.5	Insertos	447	7355	7522	168
Producción	8.5	PDC	M323(DS104HGJU)	7522	7629	107

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.2.1.3 Programa de Casing

La tabla 4.11 muestra los resultados obtenidos a partir del modelo geomecánico y el análisis de riesgos del programa de revestimiento para el perfil tipo S propuesto para el escenario Yuralpa:

Tabla 4.11.- Programa de casing Yuralpa, perfil tipo “S”:

Csg Tipo	Csg Pt MD ft	Csg Pt TVD ft	Csg OD in	Peso Lineal lbm/ft	Grado
Superficial	3522	3427	13.375	61	K-55
Intermedio	6180	5990	9.625	47	N-80
Producción	7629	7437	7	26	N-80

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 4.11.- (Continuación)

Csg Tipo	Rosca	Drift in	Factores de Diseño		
			Estallido	Colapso	Tensión
Superficial	BTC	12.36	1.3	6.4	6.6
Intermedio	BTC	8.52	1.6	1.4	4.9
Producción	BTC	6.15	1.9	1.2	4.2

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.2.1.4 Programa de Cementación

La tabla 4.12 muestra los resultados obtenidos a partir del modelo geomecánico y el análisis de riesgos del programa de cementación para el perfil tipo S propuesto para el escenario Yuralpa:

Tabla 4.12.- Programa de cementación Yuralpa, perfil tipo "S":

Csg Tipo	Tope Cemento ft	Longitud Lead ft	Volumen Lead bbl	Peso Lead lbm/gal	Tope Tail ft	Longitud Tail ft
Superficial	36	3186	788	10	3222	300
Intermedio	3321	2559	214	13	5880	300
Producción	5981	1348	38	13.5	7329	300

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 4.12.- (Continuación)

Csg Tipo	Volumen Tail bbl	Peso Tail lbm/gal	Margen Fractura psi	Volumen Lechada bbl	Volumen Espaciador bbl
Superficial	74	11.00	691	863	74
Intermedio	25	13.70	942	239	25
Producción	9	15.00	1342	47	9

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.2.2 POZO PROPUESTO PERFIL TIPO J

4.2.2.1 Programa de Lodos

A continuación se realizará una descripción del programa de fluidos de perforación para cada sección del perfil tipo J propuesto para el escenario Yuralpa.

4.2.2.1.1 Sección superficial

El objetivo de esta sección es aislar las formaciones Chalcana y Orteguzza, dando adicionalmente integridad y soporte por los posibles influjos de agua provenientes de estas zonas. Esta sección se perforará utilizando lodo nativo. Por las zonas arenosas presentes durante la perforación, se esperan problemas de pérdida de circulación debido a altas permeabilidades y formaciones no consolidadas.

4.2.2.1.2 Sección intermedia

Durante la perforación de esta sección, las formaciones arcillosas pueden producir embolamientos, para lo cual se utilizarán aditivos como surfactantes y encapsuladores al atravesar estas zonas.

4.2.2.1.3 Sección de producción

Ya que en esta sección se espera perforar el intrusivo ígneo presente antes de la formación Hollín se debe tener especial cuidado con los parámetros de perforación. Para esta sección además se utilizará lodo con carbonato de calcio con los tamaños adecuados para evitar la invasión de lodo en la zona de interés. La tabla 4.13 muestra el programa de lodos para este perfil.

Tabla 4.13.- Programa de lodos Yuralpa, perfil tipo “J”:

Sección Agujero	MD	Tipo	Peso Lodo	PV	YP	Esfuerzo Corte	K	n	Vol.
	ft		lbm/gal	cP	lbf/100ft ²	1/s			bbl
Superficial	215	BASE AGUA/ DISPERSO	9.9	14	18	3.66	1.250	0.522	0
Superficial	1500	BASE AGUA/ DISPERSO	10.1	15	17	3.58	1.111	0.544	2465
Superficial	4044	BASE AGUA/ DISPERSO	11.2	19	16	3.36	0.779	0.614	1514
Intermedio	6074	BASE AGUA/ DISPERSO	11.5	20	17	3.31	0.718	0.631	2807
Producción	7992	BASE AGUA/NO DISPERSO	9.1	21	18	8.27	0.861	0.611	2394

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.2.2.2 Programa de Brocas

A continuación se realizará una descripción del programa de brocas para cada sección del perfil tipo J propuesto para el escenario Yuralpa.

4.2.2.2.1 Sección superficial

Se inicia la perforación de esta etapa con una broca tricónica 111 de 17 ½” con dientes de acero para formaciones suaves con bajo UCS y alta perforabilidad.

4.2.2.2 Sección intermedia

Se inicia esta sección con una broca PDC cuerpo de acero S233 de 12 ¼ “, con cortadores de diamante natural de entre 8 y 14 mm. Se continúa perforando con una broca tricónica 537 de 12 ¼”, de insertos para formaciones suaves a medias, con UCS bajos.

4.2.2.3 Sección de producción

Se inicia la perforación con una broca PDC S424 de 8 ½”, cuerpo de acero, con cortadores de diamante de entre 14 y 24 mm y perfil tipo turbina con flancos. Se continúa la perforación de esta etapa con una broca tricónica 447 de 8 ½”, de insertos para formaciones suaves – consolidadas, con UCS bajo y alta perforabilidad. A continuación se muestra el programa de brocas para este perfil (Tabla 4.14).

Tabla 4.14.- Programa de brocas Yuralpa, perfil tipo “J”:

Sección Agujero	Tamaño Hueco in	Tipo Broca	Código IADC	Inicio MD ft	Fin MD ft	Distancia ft
Superficial	17.5	Tricónica	111	215	4044	3829
Intermedio	12.25	PDC	S233	4044	5044	1000
Intermedio	12.25	Insertos	537	5044	6074	1029
Producción	8.5	PDC	S424(DSX70FGPV)	6074	7556	1482
Producción	8.5	Insertos	447	7556	7800	244
Producción	8.5	PDC	S424(DSX70FGPV)	7800	7992	192

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.2.2.3 Programa de Casing

La tabla 4.15 muestra los resultados obtenidos a partir del modelo geomecánico y el análisis de riesgos del programa de revestimiento para el perfil tipo J propuesto para el escenario Yuralpa:

Tabla 4.15.- Programa de casing Yuralpa, perfil tipo “J”:

Csg Tipo	Csg Pt MD ft	Csg Pt TVD ft	Csg OD in	Peso Lineal lbm/ft	Grado
Superficial	4044	4044	13.375	72	N-80
Intermedio	6074	6047	9.625	47	P-110
Producción	7992	7437	6.625	24	N-80

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 4.15.- (Continuación)

Csg Tipo	Rosca	Drift in	Factores de Diseño		
			Estallido	Colapso	Tensión
Superficial	BTC	12.19	1.89	8.98	6.90
Intermedio	BTC	8.52	2.13	1.49	6.36
Producción	BTC	5.80	1.91	1.30	4.17

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.2.2.4 Programa de Cementación

La tabla 4.16 muestra los resultados obtenidos a partir del modelo geomecánico y el análisis de riesgos del programa de cementación para el perfil tipo J propuesto para el escenario Yuralpa:

Tabla 4.16.- Programa de cementación Yuralpa, perfil tipo "J":

Csg Tipo	Tope Cemento	Longitud Lead	Volumen Lead	Peso Lead	Tope Tail	Longitud Tail
	ft	ft	bbl	lbm/gal	ft	ft
Superficial	36	3708	918	10.5	3744	300
Intermedio	3844	1930	161	13.5	5774	300
Producción	5874	1818	63	14.0	7692	300

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 4.16.- (Continuación)

Csg Tipo	Volumen Tail	Peso Tail	Margen Fractura	Volumen Lechada	Volumen Espaciador
	bbl	lbm/gal	psi	bbl	bbl
Superficial	74	11.5	823	992	74
Intermedio	25	14.4	1022	187	25
Producción	10	14.7	1315	73	10

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.3 PROGRAMA DE POZOS PARA SACHA

4.3.1 POZO PROPUESTO PERFIL TIPO S

4.3.1.1 Programa de Lodos

A continuación se realizará una descripción del programa de fluidos de perforación para cada sección del perfil tipo S propuesto para el escenario Sacha.

4.3.1.1.1 Sección superficial

En esta sección se usará lodo nativo ya que se espera el aporte de acuíferos someros por lo que se debe tener especial cuidado con el peso del lodo para evitar problemas como reventones.

4.3.1.1.2 Sección intermedia

Durante esta etapa de perforación, las arcillas presentes pueden provocar problemas como inestabilidad de hoyo por hidratación de arcilla, embolamiento, pega de tubería, inestabilidad de lutitas y pérdidas menores. Para lo cual el lodo deberá contener aditivos inhibidores de arcillas, además el sistema debe tener una gran capacidad de acarreo y suspensión.

4.3.1.1.3 Sección de producción

El objetivo de esta sección es cubrir y aislar las potenciales arenas productoras para lo cual se utilizara un lodo tipo base carbonato – no disperso, que permita una buena limpieza del agujero y proporcione un revoque adecuado que de estabilidad al hoyo. La tabla 4.17 muestra el programa de lodos para este perfil.

Tabla 4.17.- Programa de lodos Sacha, perfil tipo “S”:

Sección Agujero	MD	Tipo	Peso Lodo	PV	YP	Esfuerzo Corte	K	n	Vol.
	ft		lbm/gal	cP	lbf/100ft ²	1/s			bbf
Superficial	74	BASE AGUA/DISPERSO	8.9	9	20	4.01	2.278	0.414	0
Superficial	1500	BASE AGUA/DISPERSO	9.6	13	19	3.76	1.477	0.491	2409
Superficial	4315	BASE AGUA/DISPERSO	10.4	16	18	3.52	1.002	0.564	1400
Intermedio	8091	BASE AGUA/DISPERSO	10.2	15	18	3.57	1.078	0.550	3260
Producción	10299	BASE AGUA/NO DISPERSO	10.2	17	17	7.82	0.899	0.587	2612

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.3.1.2 Programa de Brocas

A continuación se realizará una descripción del programa de brocas para cada sección del perfil tipo S propuesto para el escenario Sacha.

4.3.1.2.1 Sección superficial

Se inicia la perforación de esta etapa con una broca tricónica 115 de 16” con dientes de acero para formaciones suaves con bajo UCS y alta perforabilidad, con protección en los conos.

4.3.1.2.2 Sección intermedia

Se inicia perforando con una broca PDC M223 de 12 ¼”, cuerpo de matriz, con cortadores de diamante de entre 14 y 24 mm y perfil con flancos largos. Se continúa la perforación de esta sección con una broca tricónica 437 de 12 ¼” para formaciones suaves con bajo UCS y alta perforabilidad.

4.3.1.2.3 Sección de producción

Se perfora esta sección con una broca PDC M424 de 12 ¼”, cuerpo de matriz, con cortadores de diamante de entre 14 y 24 mm y perfil tipo turbina con flancos largos. La tabla 4.18 muestra el programa de brocas para este perfil:

Tabla 4.18.- Programa de brocas Sacha, perfil tipo “S”:

Sección Agujero	Tamaño Huevo	Tipo Broca	Código IADC	Inicio MD	Fin MD	Distancia
	in			ft	ft	ft
Superficial	16	Tricónica	115	74	2784	2710
Superficial	16	Tricónica	115	2784	4315	1531
Intermedio	12.25	PDC	M223(FM35632)	4315	6472	2157
Intermedio	12.25	Insertos	437	6472	8091	1619
Producción	8.5	PDC	M424(FM2665Z)	8091	10299	2208

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.3.1.3 Programa de Casing

La tabla 4.19 muestra los resultados obtenidos a partir del modelo geomecánico y el análisis de riesgos del programa de revestimiento para el perfil tipo S propuesto para el escenario Sacha:

Tabla 4.19.- Programa de casing Sacha, perfil tipo “S”:

Csg Tipo	Csg Pt MD	Csg Pt TVD	Csg OD	Peso Lineal	Grado
	ft	ft	in	lbm/ft	
Superficial	4315	4234	13.375	68	J-55
Intermedio	8091	7925	9.625	47	N-80
Producción	10299	10099	7	29	N-80

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 4.19.- (Continuación)

Csg Tipo	Rosca	Drift	Factores de Diseño		
			Estallido	Colapso	Tensión
		in			
Superficial	BTC	12.26	1.3	7.2	4.7
Intermedio	BTC	8.52	1.3	1.1	3.7
Producción	BTC	6.06	1.8	1.3	3.0

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.3.1.4 Programa de Cementación

La tabla 4.20 muestra los resultados obtenidos a partir del modelo geomecánico y el análisis de riesgos del programa de cementación para el perfil tipo S propuesto para el escenario Sacha:

Tabla 4.20.- Programa de cementación Sacha, perfil tipo "S":

Csg Tipo	Tope Cemento	Longitud Lead	Volumen Lead	Peso Lead	Tope Tail	Longitud Tail
	ft	ft	bbl	lbm/gal	ft	ft
Superficial	36	3979	596	12.6	4015	300
Intermedio	4115	3676	308	12.8	7791	300
Producción	7891	2108	60	13.5	9999	300

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 4.20.- (Continuación)

Csg Tipo	Volumen Tail	Peso Tail	Margen Fractura	Volumen Lechada	Volumen Espaciador
	bbl	lbm/gal	psi	bbl	bbl
Superficial	45	12.7	140	641	45
Intermedio	25	12.8	1245	333	25
Producción	8	13.5	2322	68	8

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.3.2 POZO PROPUESTO PERFIL HORIZONTAL

4.3.2.1 Programa de Lodos

A continuación se realizará una descripción del programa de fluidos de perforación para cada sección del perfil horizontal propuesto para el escenario Sacha.

4.3.2.1.1 Sección superficial

El objetivo de esta sección es aislar el conglomerado de la zona de Tiyuyacu y las posibles pérdidas de circulación en estas zonas altamente permeables y/o fracturadas. Se considera un sistema agua – bentonita hasta llegar al punto de asentamiento de esta etapa.

4.3.2.1.2 Sección intermedia

En esta sección se utilizará un sistema de lodo de bajo contenido de sólidos que se caracterizan por proveer una reología invertida (gran capacidad de acarreo y suspensión) además de los aditivos necesarios para prevenir y controlar problemas producidos por la presencia de arcillas en toda esta zona.

4.3.2.1.3 Sección de producción

Para perforar esta sección se debe cambiar el lodo de perforación base Carbonato de calcio para aislar y proteger la zona de interés. El tamaño de los carbonatos debe ser seleccionado de tal manera que no produzca daño en la formación de interés durante la perforación de la sección horizontal. A continuación, la tabla 4.21 muestra el programa de lodos para este perfil:

Tabla 4.21.- Programa de lodos Sacha, perfil horizontal:

Sección Agujero	MD	Tipo	Peso Lodo	PV	YP	Esfuerzo Corte	K	n	Vol.
	ft		lbm/gal	cP	lbf/100ft ²	1/s			bbf
Superficial	74	BASE AGUA/ DISPERSO	9.0	10	20	4.00	2.210	0.419	0
Superficial	2000	BASE AGUA/ DISPERSO	9.7	14	19	3.70	1.333	0.510	2658
Superficial	4201	BASE AGUA/ DISPERSO	10.6	17	17	3.46	0.907	0.583	1095
Intermedio	7986	BASE AGUA/ DISPERSO	10.4	16	18	3.52	1.007	0.563	3242
Producción	12567	BASE AGUA/NO DISPERSO	10.1	17	17	7.76	0.897	0.585	2811

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.3.2.2 Programa de Brocas

A continuación se realizará una descripción del programa de brocas para cada sección del perfil horizontal propuesto para el escenario Sacha.

4.3.2.2.1 Sección superficial

Se inicia la perforación de esta etapa con una broca tricónica 115 de 16" con dientes de acero para formaciones suaves con bajo UCS y alta perforabilidad, con protección en los conos.

4.3.2.2.2 Sección intermedia

Se inicia la perforación de esta sección con una broca PDC S223 de 12 ¼", cuerpo de acero, cortadores de diamante entre 14 y 24 mm y perfil de flancos largos. Se continúa la perforación de esta sección con una broca tricónica 437 de 12 ¼" para formaciones suaves con bajo UCS y alta perforabilidad.

4.3.2.2.3 Sección de producción

Se inicia perforando esta sección con una broca PDC S424 de 8 ½”, cuerpo de acero, con cortadores de diamante de entre 14 y 24 mm y perfil tipo turbina con flancos largos. Se continúa perforando con una broca PDC M424 de 8 ½”, cuerpo de matriz, con cortadores de diamante de entre 14 y 24 mm y perfil tipo turbina con flancos largos. La tabla 4.22 muestra el programa de brocas para este perfil.

Tabla 4.22.- Programa de brocas Sacha, perfil Horizontal:

Sección Agujero	Tamaño Hueco in	Tipo Broca	Código IADC	Inicio MD ft	Fin MD ft	Distancia ft
Superficial	16	Tricónica	115	74	4201	610
Intermedio	12.25	PDC	S223(FS2563Z)	4201	6320	2119
Intermedio	12.25	Insertos	437	6320	7986	1666
Producción	8.5	PDC	S424(FM113665ZR)	7986	10413	2427
Producción	8.5	PDC	M424(FM2665Z)	10413	12567	2154

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.3.2.3 Programa de Casing

La tabla 4.23 muestra los resultados obtenidos a partir del modelo geomecánico y el análisis de riesgos del programa de revestimiento para el perfil horizontal propuesto para el escenario Sacha:

Tabla 4.23.- Programa de casing Sacha, perfil Horizontal:

Csg Tipo	Csg Pt MD ft	Csg Pt TVD ft	Csg OD in	Peso Lineal lbm/ft	Grado
Superficial	4201	4201	13.375	68	K-55
Intermedio	7986	7986	9.625	47	P-110
Liner de Producción @ 7836 ft	12567	10099	7	29	N-80

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 4.23.- (Continuación)

Csg Tipo	Rosca	Drift in	Factores de Diseño		
			Estallido	Colapso	Tensión
Superficial	BTC	12.26	1.3	4.9	5.4
Intermedio	BTC	8.52	1.7	1.2	4.7
Liner de Producción	BTC	6.06	1.8	1.3	3.0

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

4.3.2.4 Programa de Cementación

La tabla 4.24 muestra los resultados obtenidos a partir del modelo geomecánico y el análisis de riesgos del programa de cementación para el perfil horizontal propuesto para el escenario Sacha:

Tabla 4.24.- Programa de cementación Sacha, perfil Horizontal:

Csg Tipo	Tope Cemento ft	Longitud Lead ft	Volumen Lead bbl	Peso Lead lbm/gal	Tope Tail ft	Longitud Tail ft
Superficial	36	3865	579	12.3	3901	300
Intermedio	4000	3686	308	13.0	7686	300
Liner de Producción	7836	4471	125	13.5	12267	300

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 4.24.- (Continuación)

Csg Tipo	Volumen Tail bbl	Peso Tail lbm/gal	Margen Fractura psi	Volumen Lechada bbl	Volumen Espaciador bbl
Superficial	45	13.0	160	625	45
Intermedio	25	13.5	1032	334	25
Liner de Producción	8	13.8	2285	134	8

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DE RIESGOS OPERATIVOS, COSTOS Y TIEMPOS DE PERFORACIÓN

Inicialmente se evalúan los riesgos presentes en cada escenario mediante los pozos de control, estos se observan en diferentes colores:

- Rojo = riesgo alto,
- Amarillo = riesgo medio,
- Verde = sin riesgo y,
- Gris = nulo

En las gráficas de análisis de riesgo que se mostrarán para cada pozo de control y cada pozo propuesto, posteriormente se busca mitigar o reducir los riesgos en los pozos propuestos realizando el proceso iterativo descrito en el capítulo anterior en el que se escogen la combinación parámetros que muestren el menor riesgo y mejor desempeño. La descripción de los riesgos remanentes, es decir aquellos que no se pueden mitigar se describen en la tabla de descripción de riesgos a continuación de la gráfica de análisis de riesgo en la que se presenta la categoría en la que el riesgo está presente (Geometría del Agujero o Parámetros de Perforación).

La evaluación del riesgo se realiza de la siguiente manera:

1. Se identifica si el riesgo corresponde a la geometría del agujero o parámetros de perforación.
2. Se identifica la subcategoría del riesgo, por ejemplo punto de asentamiento, tamaño de hueco.
3. El riesgo específico es identificado por el nombre estándar proveniente del software, por ejemplo: RIG-MASP.
4. Se identifica la sección del pozo a la que pertenece el riesgo.

5. Se identifica la severidad del riesgo (medio, alto)
6. Se describe la causa del riesgo
7. Se describe la acción u operación que permita controlar el riesgo
8. Se presenta la contingencia a tomarse en locación en caso de presentarse el riesgo descrito.

El software realiza un promedio ponderado de los riesgos evaluando si estos contribuyen a una de las cuatro categorías generales de riesgos; ganancias, pérdidas, pega o falla mecánica)

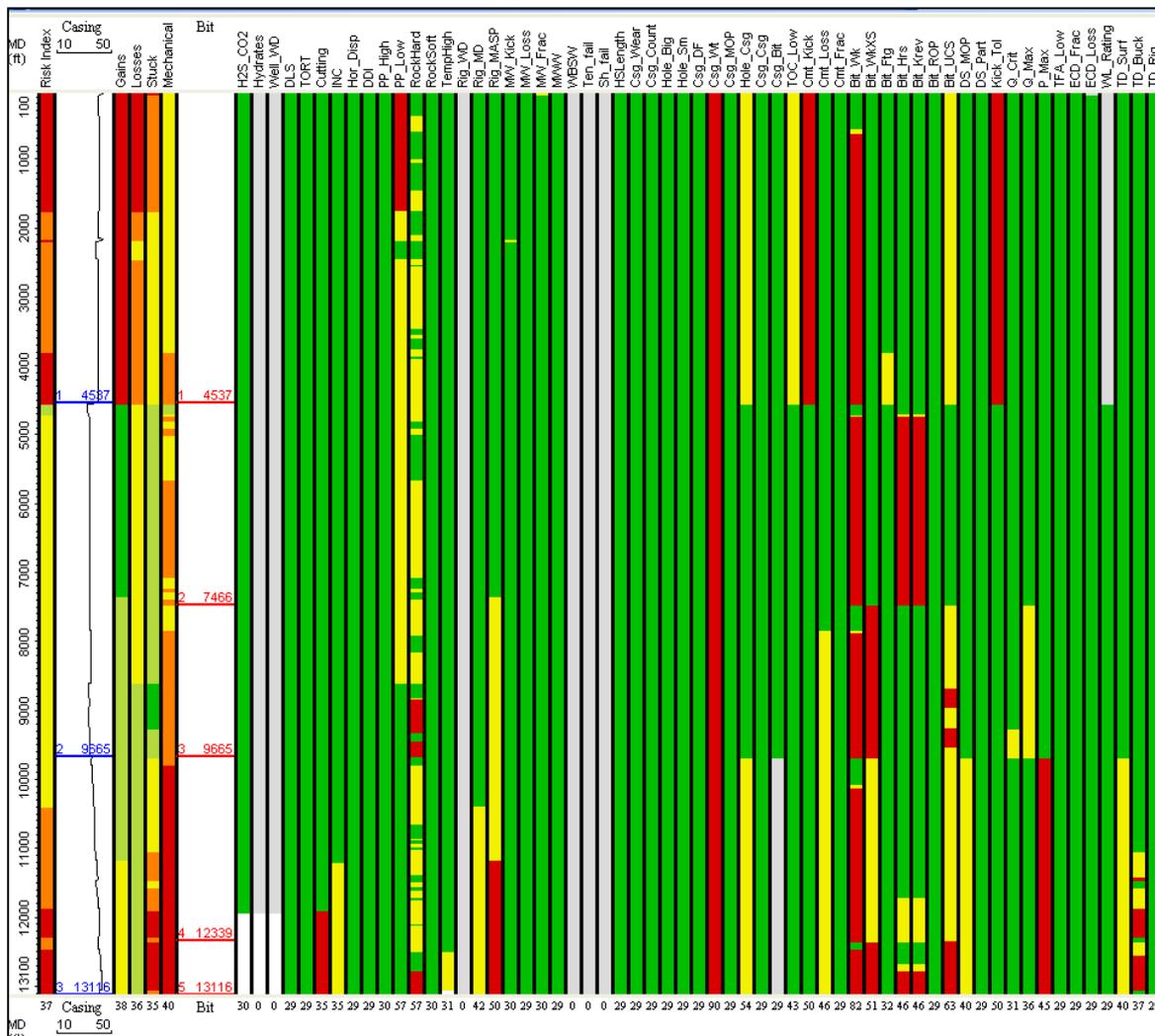
Finalmente se realiza una media ponderada de los riesgos presentes para todo el pozo tomando en cuenta cada sección del mismo y la litología asociada a cada caso para obtener el riesgo total.

5.1 ANÁLISIS DE RIESGOS EN LOS POZOS DE CONTROL

5.1.1 RIESGOS VILLANO NORTE 1

El modelamiento geomecánico realizado en base a la información obtenida de la perforación de este pozo y el desempeño de los pozos vecinos permite evaluar los riesgos individuales que se presentan durante la perforación de este pozo tal como se muestra en la figura 5.1

Figura 5.1.- Análisis de riesgo Villano Norte 1



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

La tabla 5.1 muestra la descripción de los principales riesgos observados en el gráfico anterior, encontrados durante la perforación del pozo Villano Norte 1:

Tabla 5.1.- Descripción de riesgos Villano Norte 1

VILLANO NORTE 1						
GEOMETRÍA DEL AGUJERO	RIESGO	SECCIÓN	NIVEL DE RIESGO	DESCRIPCIÓN	ACCIÓN	CONTINGENCIA
PUNTOS DE ASENTAMIENTO	RIG-MASP	Intermedia / Producción	Medio - Alto	Presión de la formación similar a la presión máxima del BOP	Seleccionar el BOP con una presión de 1000psi mayor a la presión superficial.	Tener disponible un BOP de respaldo
TAMAÑO DE HUECO	No presenta riesgos					
DISEÑO DE CASING	CSG-DF	Intermedia	Alto	Factores de diseño de casing para colapso/estallido menores al mínimo.	Utilizar un revestidor con mejores características.	Preparar un programa de reparación o reemplazo de tubería.
	HOLE-CSG	Producción	Alto	Luz entre el tamaño del hueco y el diámetro externo máximo del casing es pequeña.	Revisar que la relación entre el tamaño del agujero/tamaño del revestidor no sea menor que 1.1	Contemplar problemas por hueco apretado y tomar en cuenta las medidas necesarias.
DISEÑO DE CEMENTACIÓN	TOC-LOW	Superficial	Medio	Altura del cemento menor a la diseñada.	Evitar que la relación profundidad del tope de cemento y la profundidad del casing no sea menor o igual a 0.75	Preparar plan para trabajo de "Top Job"
	CMT-LOSS	Intermedia	Medio / Alto	Pérdida de fluido donde la presión hidrostática es mayor a la presión de poro.	Evitar que la densidad del cemento exceda la presión de poro.	Preparar una lechada con peso mayor a la presión de poro entre 2000 y 2500 psi.
	CMT-FRAC	Superficial / Intermedia	Medio / Alto	Pérdida de fluido donde la presión hidrostática es mayor a la presión de fractura.	Evitar que la densidad del cemento se aproxime a la presión de fractura.	Preparar lechada aditivada con materiales para pérdida de circulación.

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 5.1.- (Continuación)

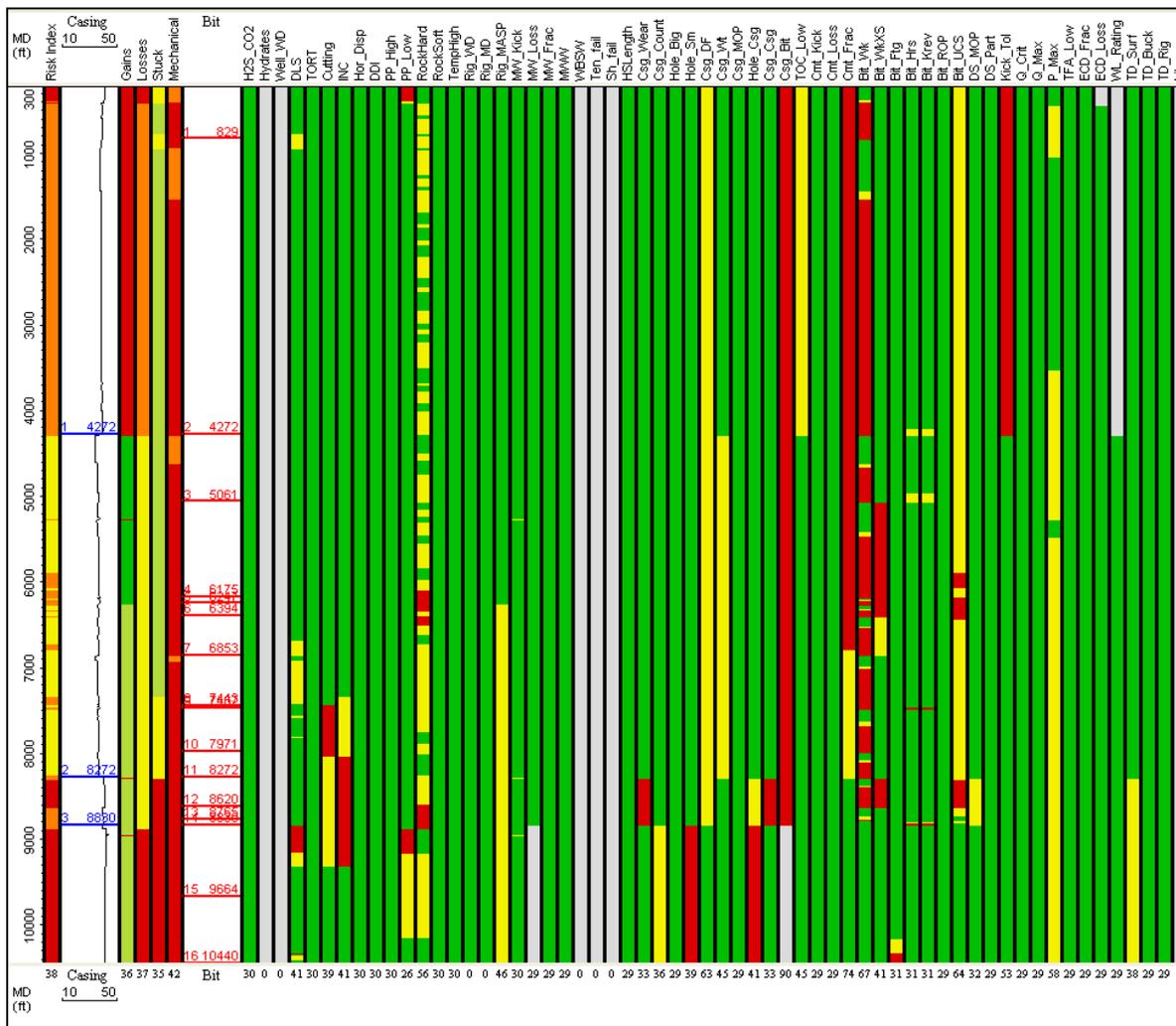
PARÁMETROS DE PERFORACIÓN	RIESGO	SECCIÓN	NIVEL DE RIESGO	DESCRIPCIÓN	ACCIÓN	CONTINGENCIA
FLUIDO DE PERFORACIÓN	No presenta riesgos					
SELECCIÓN DE BROCAS	CSG-BIT	Todas	Alto	Luz entre el diámetro interno del casing y el tamaño de la siguiente broca.	Verificar que la broca subsecuente pueda pasar por el ID del casing.	Tener brocas adicionales disponibles en inventario o en sitio.
TORQUE Y ARRASTRE	TD-BUCK	Intermedia	Alto	Carga axial elevada.	Verificar que las cargas axiales no excedan los factores de diseño del BHA.	Preparar plan de pesca e incluir martillo en el BHA.
HIDRÁULICA	Q-CRIT	Intermedia	Medio	Caudal no óptimo para limpieza.	Seleccionar caudales adecuados para la limpieza del pozo en base a la profundidad.	Incluir un martillo en el BHA
	Q-MAX	Intermedia	Medio	Caudal cercano a la capacidad máxima de la bomba.	Seleccionar un caudal que no exceda el máximo de capacidad de la bomba.	Planificar reparación de bombas en sitio.
	P-MAX	Superficial / Intermedia	Medio	Caudal cercano a la capacidad máxima de la bomba.	Disminuir la presión de circulación a valores apropiados para la bomba.	Planificar cambio de camisa de la bomba o cambio de bomba en sitio.

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

5.1.2 RIESGOS YURALPA A-6 HZ

El modelamiento geomecánico realizado en base a la información obtenida de la perforación de este pozo y el desempeño de los pozos vecinos permite evaluar los riesgos individuales que se presentan durante la perforación de este pozo tal como se muestra en la figura 5.2:

Figura 5.2.- Análisis de riesgo Yuralpa A-6 Hz



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

La tabla a 5.2 muestra la descripción de los principales riesgos observados en el gráfico anterior, encontrados durante la perforación del pozo Yuralpa A-6:

Tabla 5.2.- Descripción de riesgos Yuralpa A-6 Hz

YURALPA A-6 Hz						
GEOMETRÍA DEL AGUJERO	RIESGO	SECCIÓN	NIVEL DE RIESGO	DESCRIPCIÓN	ACCIÓN	CONTINGENCIA
PUNTOS DE ASENTAMIENTO	RIG-MASP	Intermedia / Producción	Medio - Alto	Presión de la formación similar a la presión máxima del BOP	Seleccionar el BOP con una presión de 1000psi mayor a la presión superficial.	Tener disponible un BOP de respaldo
TAMAÑO DEL HUECO	HOLE-SM	Producción	Alto	Agujero pequeño para la sección.	Tratar de diseñar el pozo con tamaño de agujero no menor a 6.5"	Prever problemas de hueco apretado.
DISEÑO DE CASING	CSG-DF	Intermedia	Medio	Factores de diseño de casing para colapso/estallido menores al mínimo.	Utilizar un revestidor con mejores características.	Preparar un programa de reparación o reemplazo de tubería.
	HOLE-CSG	Producción	Medio - Alto	Luz entre el tamaño del hueco y el diámetro externo máximo del casing es pequeña.	Revisar que la relación entre el tamaño del agujero/tamaño del revestidor no sea menor que 1.1	Contemplar problemas por hueco apretado y tomar en cuenta las medidas necesarias.
	CSG-CSG	Producción	Alto	La relación entre el diámetro interno del casing actual y el diámetro externo de la siguiente sarta de casing.	Seleccionar adecuadamente los diámetros con un factor no menor de 1.05	Seleccionar adecuadamente las sargas de revestimiento.
DISEÑO DE CEMENTACIÓN	TOC-LOW	Superficial	Medio	Altura del cemento menor a la diseñada.	Evitar que la relación profundidad del tope de cemento y la profundidad del casing no sea menor o igual a 0.75	Preparar plan para trabajo de "Top Job"
	CMT-FRAC	Superficial / Intermedia	Medio - Alto	Pérdida de fluido donde la presión hidrostática es mayor a la presión de fractura.	Evitar que la densidad del cemento se aproxime a la presión de fractura.	Preparar lechada aditivada con materiales para pérdida de circulación.

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 5.2.- (Continuación)

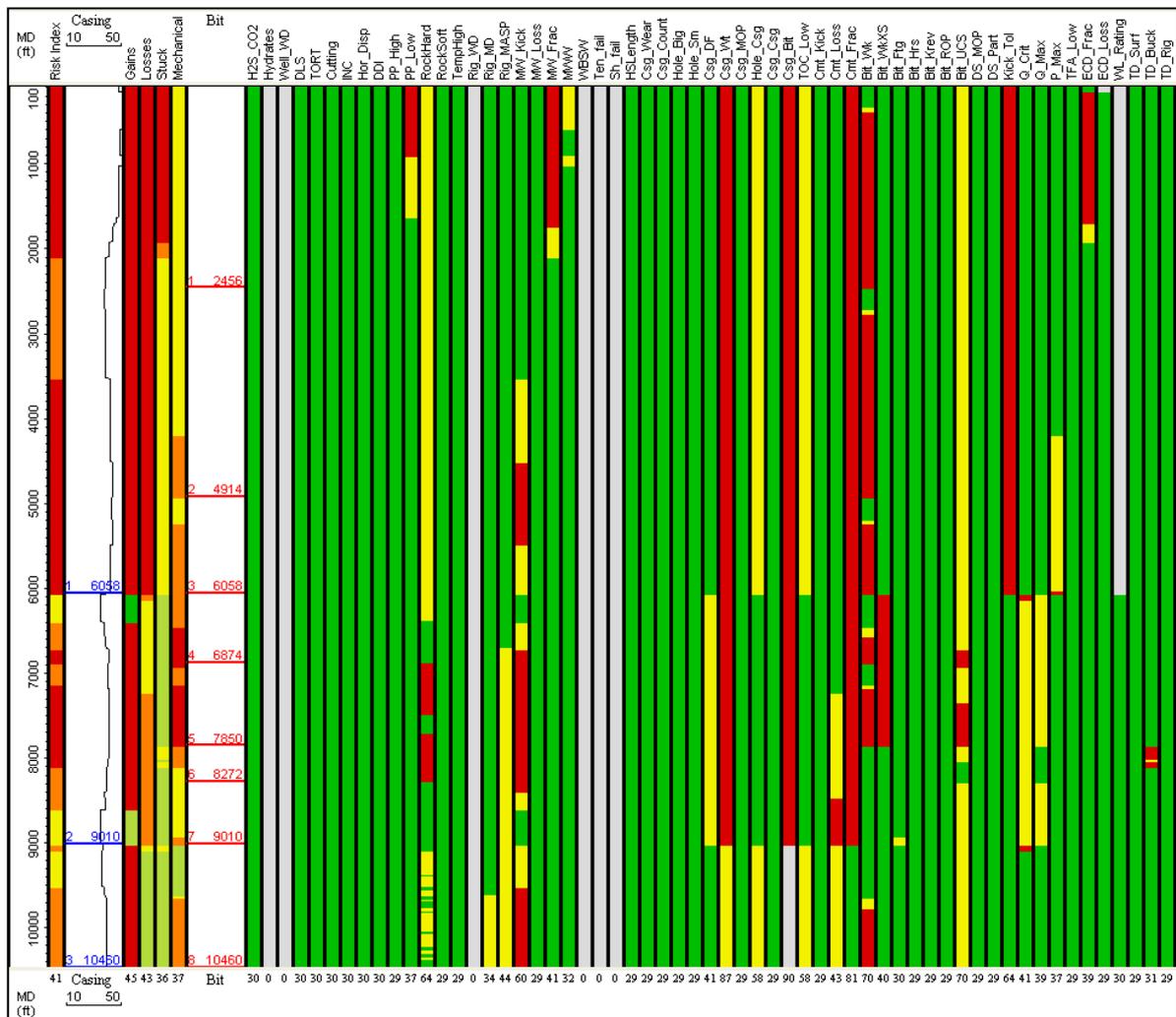
PARÁMETROS DE PERFORACIÓN	RIESGO	SECCIÓN	NIVEL DE RIESGO	DESCRIPCIÓN	ACCIÓN	CONTINGENCIA
FLUIDO DE PERFORACIÓN	No presenta riesgos					
SELECCIÓN DE BROCAS	CSG-BIT	Superficial / Intermedia	Alto	Luz entre el diámetro interno del casing y el tamaño de la siguiente broca.	Verificar que la broca subsecuente pueda pasar por el ID del casing.	Tener brocas adicionales disponibles en inventario o en sitio.
TORQUE Y ARRASTRE	TD-SURF	Producción	Medio	Torque superficial cercano al torque máximo del Rig.	Evitar trabajar con torques cercanos al máximo del Rig.	Disminuir el RPM y preparar plan de pesca.
HIDRÁULICA	P-MAX	Producción	Medio	Caudal cercano a la capacidad máxima de la bomba.	Disminuir la presión de circulación a valores apropiados para la bomba.	Planificar cambio de camisa de la bomba o cambio de bomba en sitio.

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

5.1.3 RIESGOS SACHA 205D

El modelamiento geomecánico realizado en base a la información obtenida de la perforación de este pozo y el desempeño de los pozos vecinos permite evaluar los riesgos individuales que se presentan durante la perforación de este pozo tal como se muestra en la figura 5.3:

Figura 5.3.- Análisis de riesgo Sacha 205D



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

La tabla 5.3 muestra la descripción de los principales riesgos observados en el gráfico anterior, encontrados durante la perforación del pozo Sacha 205D:

Tabla 5.3.- Descripción de riesgos Sacha 205D

SACHA 205 D						
GEOMETRÍA DEL AGUJERO	RIESGO	SECCIÓN	NIVEL DE RIESGO	DESCRIPCIÓN	ACCIÓN	CONTINGENCIA
PUNTOS DE ASENTAMIENTO	RIG-MASP	Intermedia / Producción	Medio	Presión de la formación similar a la presión máxima del BOP	Seleccionar el BOP con una presión de 1000psi mayor a la presión superficial.	Tener disponible un BOP de respaldo
	MW-KICK	Intermedia / Producción	Medio	Riesgo de reventón donde la densidad del lodo es menor a la presión de poro.	Mantener el peso del lodo en 0.3ppg por encima de la presión de poro.	Tener disponible una cantidad extra de barita en stock.
TAMAÑO DEL HUECO	No presenta riesgos					
DISEÑO DE CASING	CSG-DF	Intermedia	Medio	Factores de diseño de casing para colapso/estallido menores al mínimo.	Utilizar un revestidor con mejores características.	Preparar un programa de reparación o reemplazo de tubería.
	HOLE-CSG	Superficial / Producción	Medio	Luz entre el tamaño del hueco y el diámetro externo máximo del casing es pequeña.	Revisar que la relación entre el tamaño del agujero/tamaño del revestidor no sea menor que 1.1	Contemplar problemas por hueco apretado y tomar en cuenta las medidas necesarias.
DISEÑO DE CEMENTACIÓN	TOC-LOW	Superficial / Producción	Medio	Altura del cemento menor a la diseñada.	Evitar que la relación profundidad del tope de cemento y la profundidad el casing no sea menor o igual a 0.75	Preparar plan para trabajo de "Top Job"
	CMT-FRAC	Intermedia	Medio - Alto	Pérdida de fluido donde la presión hidrostática es mayor a la presión de fractura.	Evitar que la densidad del cemento se aproxime a la presión de fractura.	Preparar lechada aditivada con materiales para pérdida de circulación.

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 5.3.- (Continuación)

PARÁMETROS DE PERFORACIÓN	RIESGO	SECCIÓN	NIVEL DE RIESGO	DESCRIPCIÓN	ACCIÓN	CONTINGENCIA
FLUIDO DE PERFORACIÓN	No presenta riesgos					
SELECCIÓN DE BROCAS	CSG-BIT	Todas	Alto	Luz entre el diámetro interno del casing y el tamaño de la siguiente broca.	Verificar que la broca subsecuente pueda pasar por el ID del casing.	Tener brocas adicionales disponibles en inventario o en sitio.
TORQUE Y ARRASTRE	TD-BUCK	Intermedia	Medio - Alto	Carga axial elevada.	Verificar que las cargas axiales no excedan los factores de diseño del BHA.	Preparar plan de pesca e incluir martillo en el BHA.
HIDRÁULICA	Q-CRIT	Intermedia	Medio	Caudal no óptimo para limpieza.	Seleccionar caudales adecuados para la limpieza del pozo en base a la profundidad.	Incluir un martillo en el BHA
	Q-MAX	Intermedia	Medio	Caudal cercano a la capacidad máxima de la bomba.	Seleccionar un caudal que no exceda el máximo de capacidad de la bomba.	Planificar reparación de bombas en sitio.
	P-MAX	Superficial	Medio	Caudal cercano a la capacidad máxima de la bomba.	Disminuir la presión de circulación a valores apropiados para la bomba.	Planificar cambio de camisa de la bomba o cambio de bomba en sitio.

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

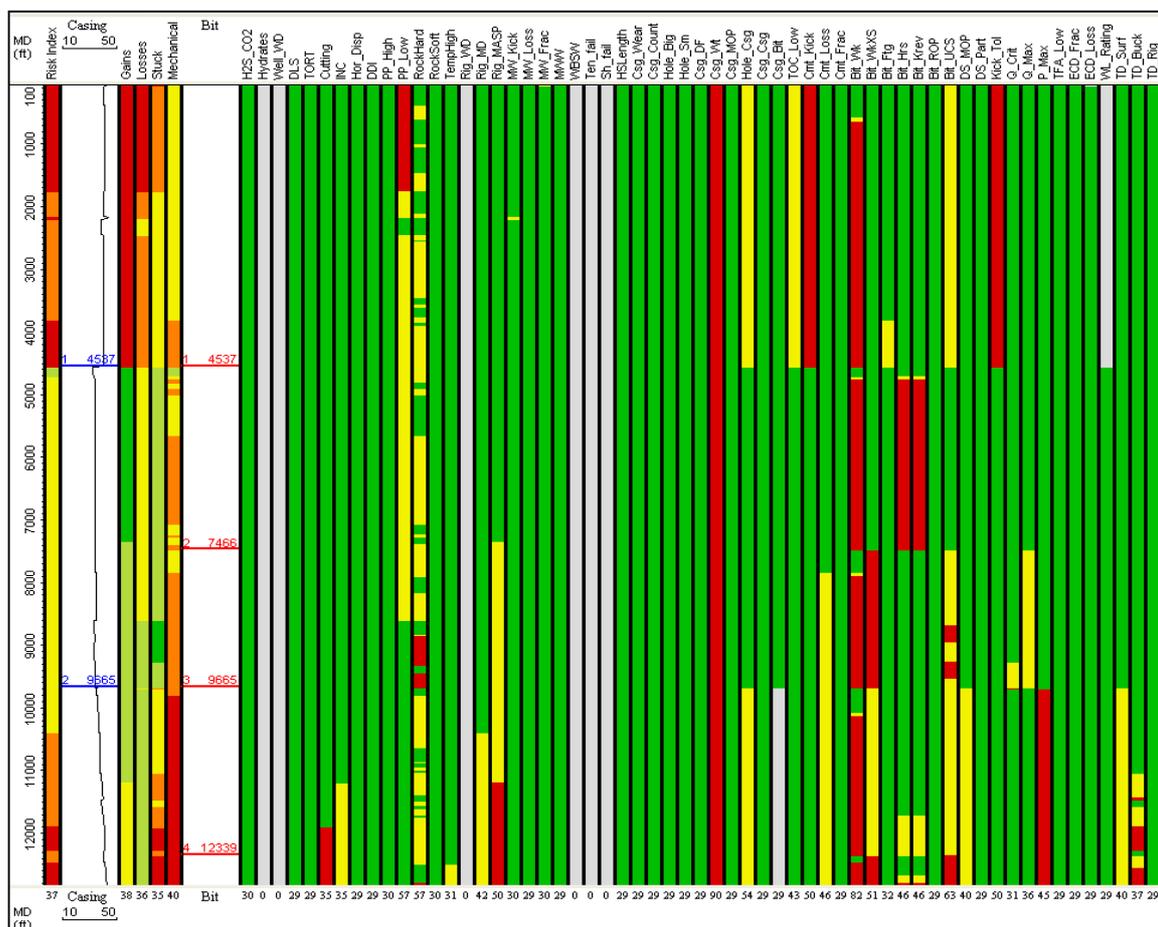
5.2 ANÁLISIS DE RIESGOS PARA LOS CASOS PROPUESTOS EN CADA ESCENARIO

5.2.1 ESCENARIO VILLANO

5.2.1.1 Pozo Propuesto Perfil tipo J

La figura 5.4 representa los riesgos individuales a lo largo de la profundidad medida para cada sección, que se esperan durante la perforación de este perfil.

Figura 5.4.- Análisis de riesgo Villano: perfil tipo J



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

La tabla 5.4 muestra la descripción de los riesgos que posiblemente se encontrarán durante la perforación de este perfil propuesto:

Tabla 5.4.- Descripción de los riesgos Villano: perfil tipo J

VILLANO	PERFIL TIPO J					
GEOMETRÍA DEL AGUJERO	RIESGO	SECCIÓN	NIVEL DE RIESGO	DESCRIPCIÓN	ACCIÓN	CONTINGENCIA
PUNTOS DE ASENTAMIENTO	RIG-MASP	Intermedia / Producción	Medio - Alto	Presión de la formación similar a la presión máxima del BOP	Seleccionar el BOP con una presión de 1000psi mayor a la presión superficial.	Tener disponible un BOP de respaldo
TAMAÑO DE HUECO	No presenta riesgos					
DISEÑO DE CASING	HOLE-CSG	Superficial / Producción	Alto	Luz entre el tamaño del hueco y el diámetro externo máximo del casing es pequeña.	Revisar que la relación entre el tamaño del agujero/tamaño del revestidor no sea menor que 1.1	Contemplar problemas por hueco apretado y tomar en cuenta las medidas necesarias.
DISEÑO DE CEMENTACIÓN	TOC-LOW	Superficial	Medio	Altura del cemento menor a la diseñada.	Evitar que la relación profundidad del tope de cemento y la profundidad el casing no sea menor o igual a 0.75	Preparar plan para trabajo de "Top Job"
	CMT-KICK	Superficial	Medio	Peligro de reventón donde la presión hidrostática es muy baja comparada a la presión de poro.	Evitar que el peso del cemento sea menor que la presión de poro.	Preparar una cantidad extra de cemento, material pesante o aditivos en stock.

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 5.4.- (Continuación)

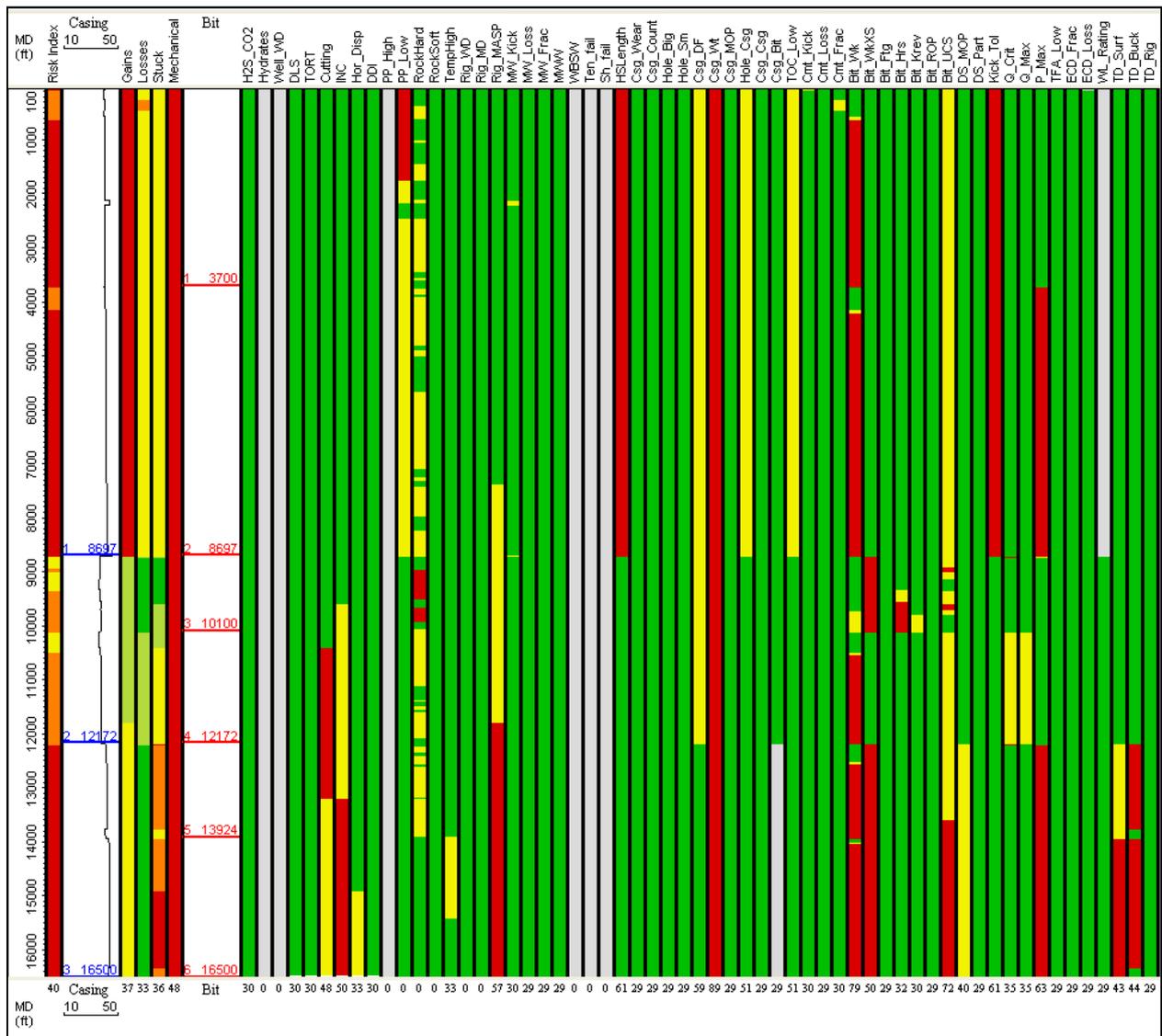
PARÁMETROS DE PERFORACIÓN	RIESGO	SECCIÓN	NIVEL DE RIESGO	DESCRIPCIÓN	ACCIÓN	CONTINGENCIA
	No presenta riesgos					
FLUIDO DE PERFORACIÓN	No presenta riesgos					
SELECCIÓN DE BROCAS	CSG-BIT	Todas	Alto	Luz entre el diámetro interno del casing y el tamaño de la siguiente broca.	Verificar que la broca subsecuente pueda pasar por el ID del casing.	Tener brocas adicionales disponibles en inventario o en sitio.
TORQUE Y ARRASTRE	TD-SURF	Producción	Medio	Torque superficial cercano al torque máximo del Rig.	Evitar trabajar con torques cercanos al máximo del Rig.	Disminuir el RPM y preparar plan de pesca.
	TD-BUCK	Producción	Medio - Alto	Carga axial elevada.	Verificar que las cargas axiales no excedan los factores de diseño del BHA.	Preparar plan de pesca e incluir martillo en el BHA.
HIDRÁULICA	Q-CRIT	Intermedia	Medio	Caudal no óptimo para limpieza.	Seleccionar caudales adecuados para la limpieza del pozo en base a la profundidad.	Incluir un martillo en el BHA
	Q-MAX	Intermedia	Medio	Caudal cercano a la capacidad máxima de la bomba.	Seleccionar un caudal que no exceda el máximo de capacidad de la bomba.	Planificar reparación de bombas en sitio.
	P-MAX	Producción	Alto	Caudal cercano a la capacidad máxima de la bomba.	Disminuir la presión de circulación a valores apropiados para la bomba.	Planificar cambio de camisa de la bomba o cambio de bomba en sitio.

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

5.2.1.2 Pozo Propuesto Perfil Horizontal

La figura 5.5 representa los riesgos individuales a lo largo de la profundidad medida para cada sección, que se esperan durante la perforación de este perfil.

Figura 5.5.- Análisis de riesgo Villano: perfil Horizontal



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

La tabla 5.5 muestra la descripción de los riesgos que posiblemente se encontrarán durante la perforación de este perfil propuesto:

Tabla 5.5.- Descripción de los riesgos Villano: perfil Horizontal

VILLANO	PERFIL HORIZONTAL					
GEOMETRÍA DEL AGUJERO	RIESGO	SECCIÓN	NIVEL DE RIESGO	DESCRIPCIÓN	ACCIÓN	CONTINGENCIA
PUNTOS DE ASENTAMIENTO	RIG-MASP	Intermedia / Producción	Medio - Alto	Presión de la formación similar a la presión máxima del BOP	Seleccionar el BOP con una presión de 1000psi mayor a la presión superficial.	Tener disponible un BOP de respaldo
TAMAÑO DEL HUECO	No presenta riesgos					
DISEÑO DE CASING	CSG-DF	Superficial / Intermedia	Medio	Factores de diseño de casing para colapso/estallido menores al mínimo.	Utilizar un revestidor con mejores características.	Preparar un programa de reparación o reemplazo de tubería.
	HOLE-CSG	Superficial	Medio	Luz entre el tamaño del hueco y el diámetro externo máximo del casing es pequeña.	Revisar que la relación entre el tamaño del agujero/tamaño del revestidor no sea menor que 1.1	Contemplar problemas por hueco apretado y tomar en cuenta las medidas necesarias.
DISEÑO DE CEMENTACIÓN	TOC-LOW	Superficial	Medio	Altura del cemento menor a la diseñada.	Evitar que la relación profundidad del tope de cemento y la profundidad el casing no sea menor o igual a 0.75	Preparar plan para trabajo de "Top Job"

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 5.5.- (Continuación)

PARÁMETROS DE PERFORACIÓN	RIESGO	SECCIÓN	NIVEL DE RIESGO	DESCRIPCIÓN	ACCIÓN	CONTINGENCIA
FLUIDO DE PERFORACIÓN	No presenta riesgos					
SELECCIÓN DE BROCAS	BIT-HORAS	Intermedia	Medio	Trabajo de la broca cercano al rendimiento máximo.	Verificar que la relación de horas de trabajo de la broca respecto al rendimiento máximo esté entre 2 y 1.5	Tener brocas adicionales disponibles en inventario o en sitio.
TORQUE Y ARRASTRE	TD-SURF	Producción	Medio	Torque superficial cercano al torque máximo del Rig.	Evitar trabajar con torques cercanos al máximo del Rig.	Disminuir el RPM y preparar plan de pesca.
	TD-BUCK	Producción	Medio - Alto	Carga axial elevada.	Verificar que las cargas axiales no excedan los factores de diseño del BHA.	Preparar plan de pesca e incluir martillo en el BHA.
HIDRÁULICA	Q-CRIT	Intermedia	Medio	Caudal no óptimo para limpieza.	Seleccionar caudales adecuados para la limpieza del pozo en base a la profundidad.	Incluir un martillo en el BHA
	Q-MAX	Intermedia	Medio	Caudal cercano a la capacidad máxima de la bomba.	Seleccionar un caudal que no exceda el máximo de capacidad de la bomba.	Planificar reparación de bombas en sitio.
	P-MAX	Superficial / Producción	Alto	Caudal cercano a la capacidad máxima de la bomba.	Disminuir la presión de circulación a valores apropiados para la bomba.	Planificar cambio de camisa de la bomba o cambio de bomba en sitio.

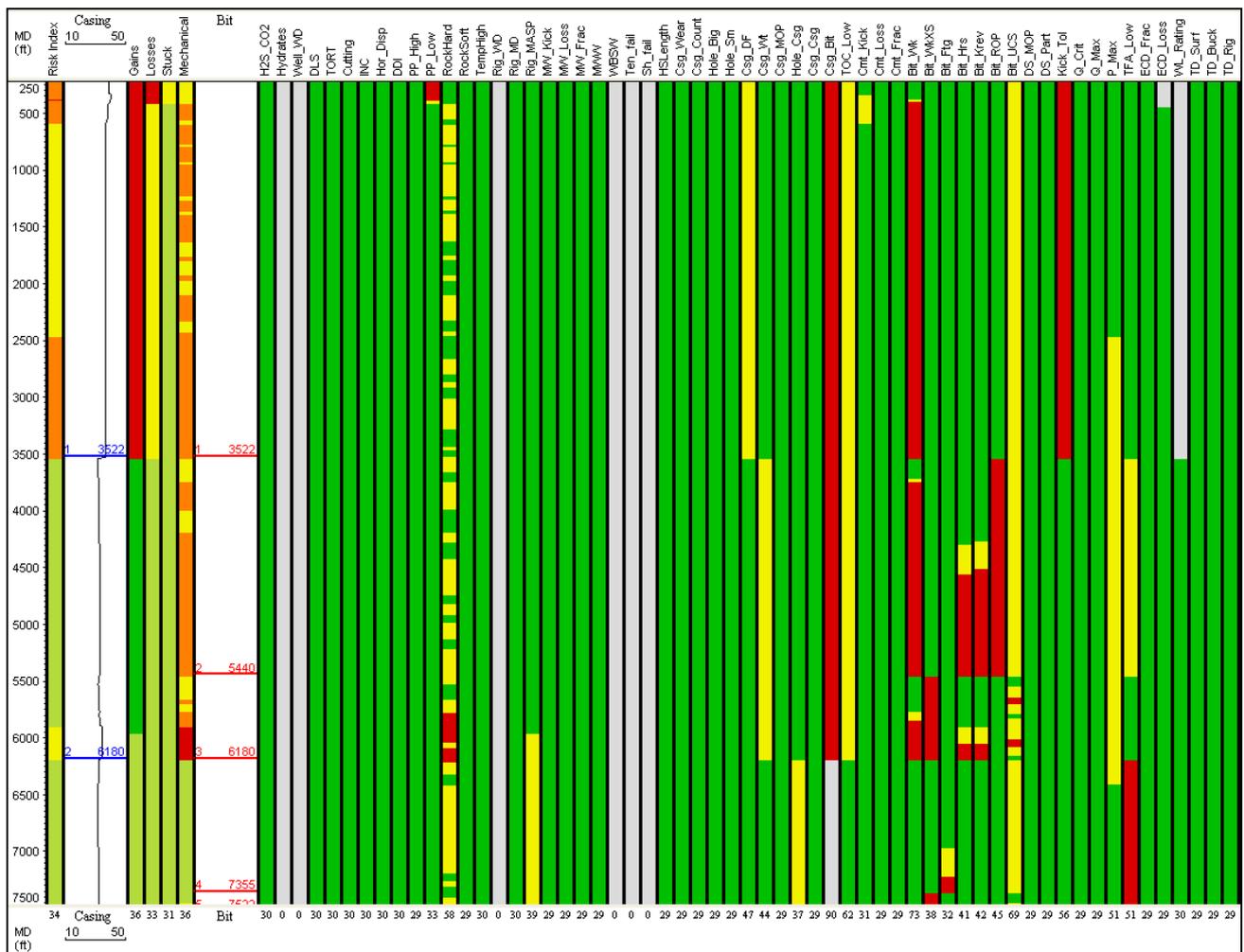
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

5.2.2 ESCENARIO YURALPA

5.2.2.1 Pozo Propuesto Perfil tipo S

La figura 5.6 representa los riesgos individuales a lo largo de la profundidad medida para cada sección, que se esperan durante la perforación de este perfil.

Figura 5.6.- Análisis de riesgo Yuralpa: perfil tipo S



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

La tabla 5.6 muestra la descripción de los riesgos que posiblemente se encontrarán durante la perforación de este perfil propuesto:

Tabla 5.6.- Descripción de los riesgos Yuralpa: perfil tipo S

YURALPA	PERFIL TIPO S					
GEOMETRÍA DEL AGUJERO	RIESGO	SECCIÓN	NIVEL DE RIESGO	DESCRIPCIÓN	ACCIÓN	CONTINGENCIA
PUNTOS DE ASENTAMIENTO	RIG-MASP	Producción	Alto	Presión de la formación similar a la presión máxima del BOP	Seleccionar el BOP con una presión de 1000psi mayor a la presión superficial.	Tener disponible un BOP de respaldo
TAMAÑO DE HUECO	No presenta riesgos					
DISEÑO DE CASING	CSG-DF	Intermedia	Medio	Factores de diseño de casing para colapso/estallido menores al mínimo.	Utilizar un revestidor con mejores características.	Preparar un programa de reparación o reemplazo de tubería.
	HOLE-CSG	Producción	Medio	Luz entre el tamaño del hueco y el diámetro externo máximo del casing es pequeña.	Revisar que la relación entre el tamaño del agujero/tamaño del revestidor no sea menor que 1.1	Contemplar problemas por hueco apretado y tomar en cuenta las medidas necesarias.
DISEÑO DE CEMENTACIÓN	TOC-LOW	Superficial	Medio	Altura del cemento menor a la diseñada.	Evitar que la relación profundidad del tope de cemento y la profundidad el casing no sea menor o igual a 0.75	Preparar plan para trabajo de "Top Job"

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 5.6.- (Continuación)

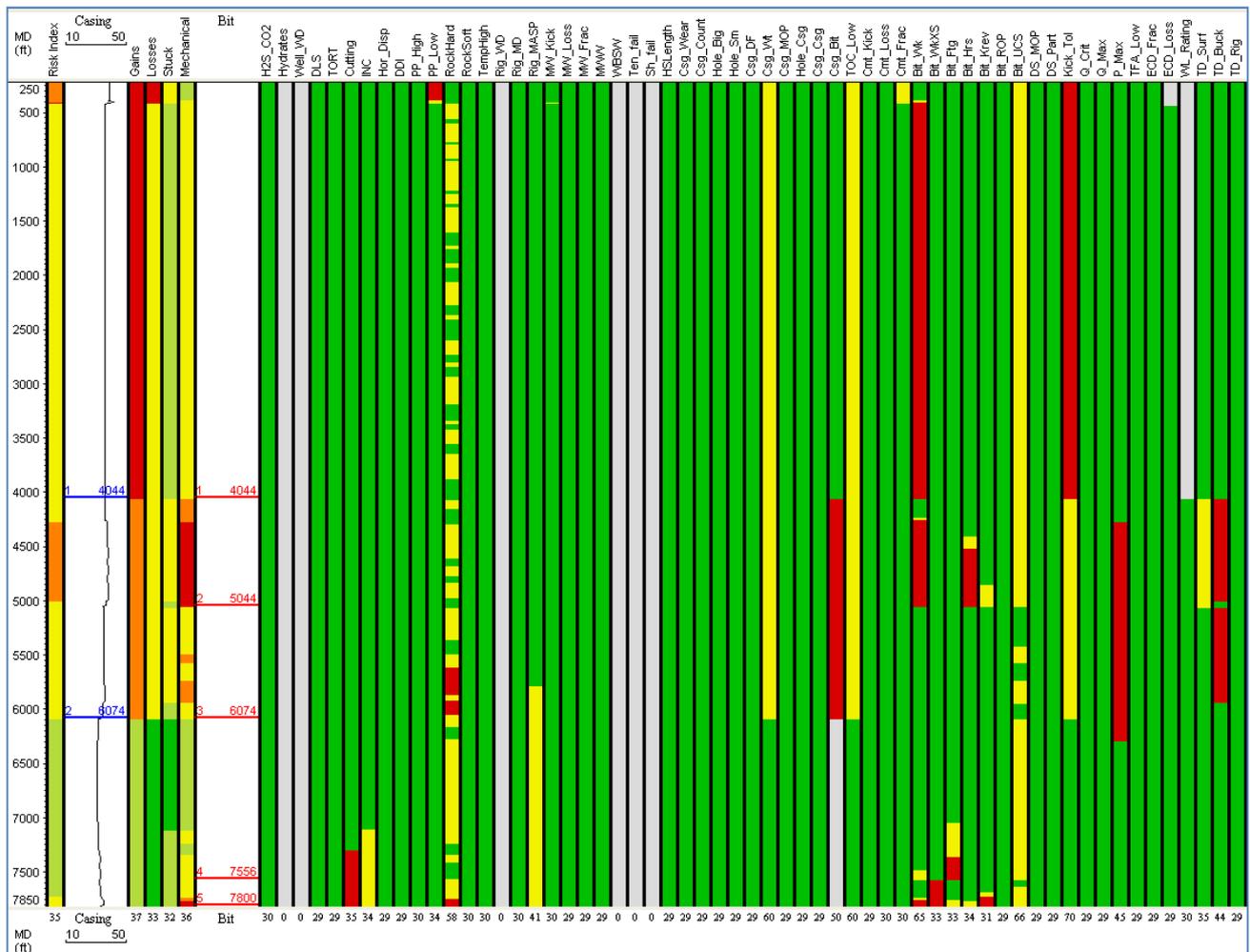
PARÁMETROS DE PERFORACIÓN	RIESGO	SECCIÓN	NIVEL DE RIESGO	DESCRIPCIÓN	ACCIÓN	CONTINGENCIA
FLUIDO DE PERFORACIÓN	No presenta riesgos					
SELECCIÓN DE BROCAS	CSG-BIT	Superficial / Intermedia	Alto	Luz entre el diámetro interno del casing y el tamaño de la siguiente broca.	Verificar que la broca subsecuente pueda pasar por el ID del casing.	Tener brocas adicionales disponibles en inventario o en sitio.
	BIT-FTG	Producción	Medio - Alto	Pies perforados por la broca cercanos al máximo de catálogo.	Mantener la relación pies perforados / pies perforados máximos entre 2 y 1.5	Tener brocas adicionales disponibles en inventario o en sitio.
	BIT-HORAS	Intermedia	Medio - Alto	Trabajo de la broca cercano al rendimiento máximo.	Verificar que la relación de horas de trabajo de la broca respecto al rendimiento máximo esté entre 2 y 1.5	Tener brocas adicionales disponibles en inventario o en sitio.
	BIT-KREV	Intermedia	Medio - Alto	RPM por hora la broca cercanos al máximo de catálogo.	Verificar que la relación de RPM por hora de la broca respecto al rendimiento máximo esté entre 2 y 1.5	Tener brocas adicionales disponibles en inventario o en sitio.
TORQUE Y ARRASTRE	No presenta riesgos					
HIDRÁULICA	P-MAX	Intermedia	Medio	Caudal cercano a la capacidad máxima de la bomba.	Disminuir la presión de circulación a valores apropiados para la bomba.	Planificar cambio de camisa de la bomba o cambio de bomba en sitio.

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

5.2.2.2 Pozo Propuesto Perfil tipo J

La figura 5.7 representa los riesgos individuales a lo largo de la profundidad medida para cada sección, que se esperan durante la perforación de este perfil.

Figura 5.7.- Análisis de riesgo Yuralpa: perfil tipo J



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

La tabla 5.7 muestra la descripción de los riesgos que posiblemente se encontrarán durante la perforación de este perfil propuesto:

Tabla 5.7.- Descripción de los riesgos Yuralpa: perfil tipo J

YURALPA	PERFIL TIPO J					
GEOMETRÍA DEL AGUJERO	RIESGO	SECCIÓN	NIVEL DE RIESGO	DESCRIPCIÓN	ACCIÓN	CONTINGENCIA
PUNTOS DE ASENTAMIENTO	RIG-MASP	Producción	Medio	Presión de la formación similar a la presión máxima del BOP	Seleccionar el BOP con una presión de 1000psi mayor a la presión superficial.	Tener disponible un BOP de respaldo
TAMAÑO DE HUECO	No presenta riesgos					
DISEÑO DE CASING	No presenta riesgos					
DISEÑO DE CEMENTACIÓN	TOC-LOW	Superficial	Medio	Altura del cemento menor a la diseñada.	Evitar que la relación profundidad del tope de cemento y la profundidad el casing no sea menor o igual a 0.75	Preparar plan para trabajo de "Top Job"

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 5.7.- (Continuación)

PARÁMETROS DE PERFORACIÓN	RIESGO	SECCIÓN	NIVEL DE RIESGO	DESCRIPCIÓN	ACCIÓN	CONTINGENCIA
FLUIDO DE PERFORACIÓN	No presenta riesgos					
SELECCIÓN DE BROCAS	BIT-FTG	Producción	Medio - Alto	Pies perforados por la broca cercanos al máximo de catálogo.	Mantener la relación pies perforados / pies perforados máximos entre 2 y 1.5	Tener brocas adicionales disponibles en inventario o en sitio.
	BIT-HORAS	Intermedia	Medio	Trabajo de la broca cercano al rendimiento máximo.	Verificar que la relación de horas de trabajo de la broca respecto al rendimiento máximo esté entre 2 y 1.5	Tener brocas adicionales disponibles en inventario o en sitio.
TORQUE Y ARRASTRE	TD-SURF	Intermedia	Medio	Torque superficial cercano al torque máximo del Rig.	Evitar trabajar con torques cercanos al máximo del Rig.	Disminuir el RPM y preparar plan de pesca.
	TD-BUCK	Intermedia	Alto	Carga axial elevada.	Verificar que las cargas axiales no excedan los factores de diseño del BHA.	Preparar plan de pesca e incluir martillo en el BHA.
HIDRÁULICA	P-MAX	Intermedia	Alto	Caudal cercano a la capacidad máxima de la bomba.	Disminuir la presión de circulación a valores apropiados para la bomba.	Planificar cambio de camisa de la bomba o cambio de bomba en sitio.

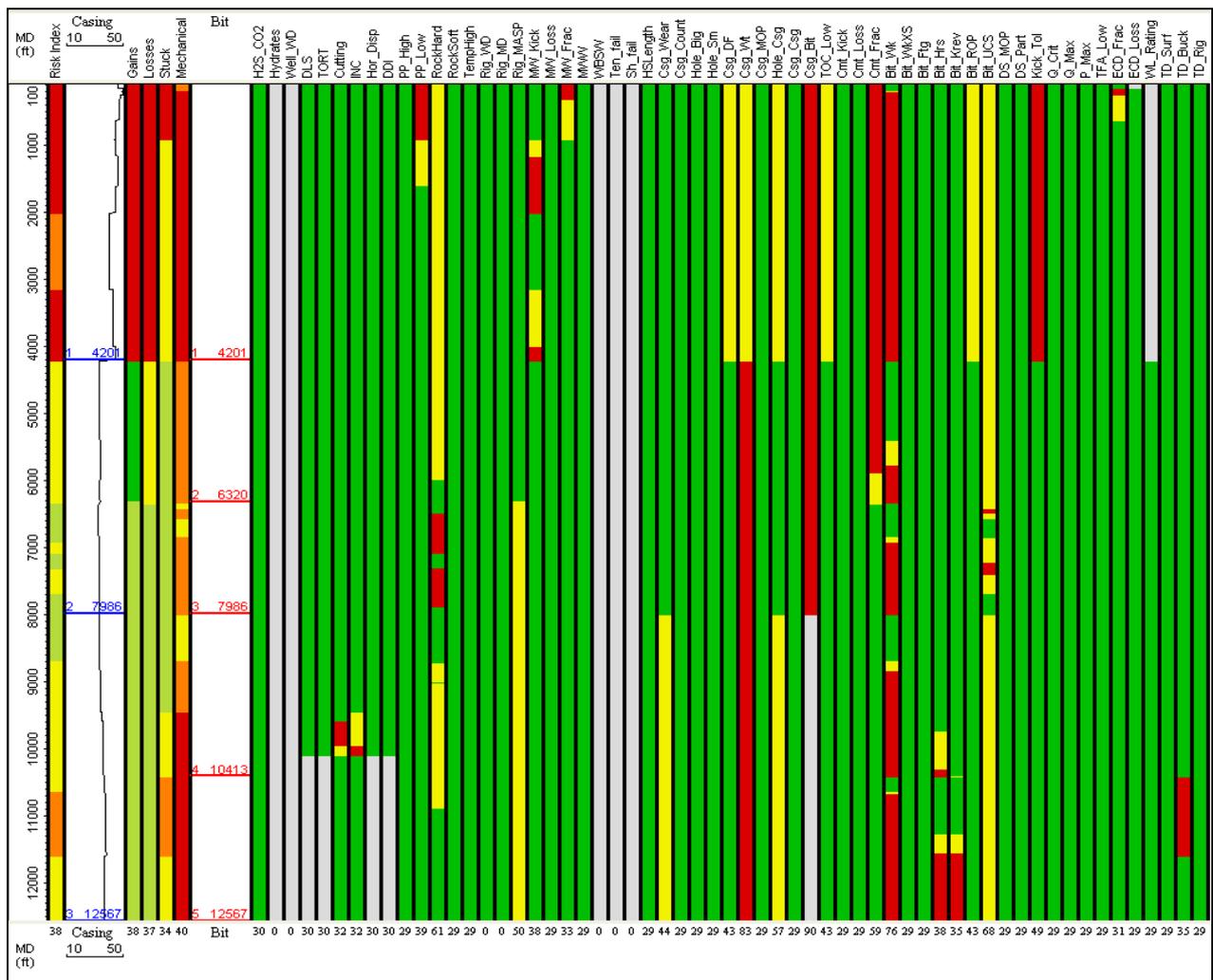
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

5.2.3 ESCENARIO SACHA

5.2.3.1 Pozo Propuesto Perfil tipo S

La figura 5.8 representa los riesgos individuales a lo largo de la profundidad medida para cada sección, que se esperan durante la perforación de este perfil.

Figura 5.8.- Análisis de riesgo Sacha: perfil tipo S



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

La tabla 5.8 muestra la descripción de los riesgos que posiblemente se encontrarán durante la perforación de este perfil propuesto:

Tabla 5.8.- Descripción de los riesgos Sacha: perfil tipo S

SACHA	PERFIL TIPO S					
GEOMETRÍA DEL AGUJERO	RIESGO	SECCIÓN	NIVEL DE RIESGO	DESCRIPCIÓN	ACCIÓN	CONTINGENCIA
PUNTOS DE ASENTAMIENTO	RIG-MASP	Superficial	Medio	Presión de la formación similar a la presión máxima del BOP	Seleccionar el BOP con una presión de 1000psi mayor a la presión superficial.	Tener disponible un BOP de respaldo
TAMAÑO DE HUECO	No presenta riesgos					
DISEÑO DE CASING	CSG-DF	Superficial / Intermedia	Medio	Factores de diseño de casing para colapso/estallido menores al mínimo.	Utilizar un revestidor con mejores características.	Preparar un programa de reparación o reemplazo de tubería.
	HOLE-CSG	Superficial / Producción	Medio	Luz entre el tamaño del hueco y el diámetro externo máximo del casing es pequeña.	Revisar que la relación entre el tamaño del agujero/tamaño del revestidor no sea menor que 1.1	Contemplar problemas por hueco apretado y tomar en cuenta las medidas necesarias.
DISEÑO DE CEMENTACIÓN	TOC-LOW	Superficial	Medio	Altura del cemento menor a la diseñada.	Evitar que la relación profundidad del tope de cemento y la profundidad el casing no sea menor o igual a 0.75	Preparar plan para trabajo de "Top Job"

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 5.8.- (Continuación)

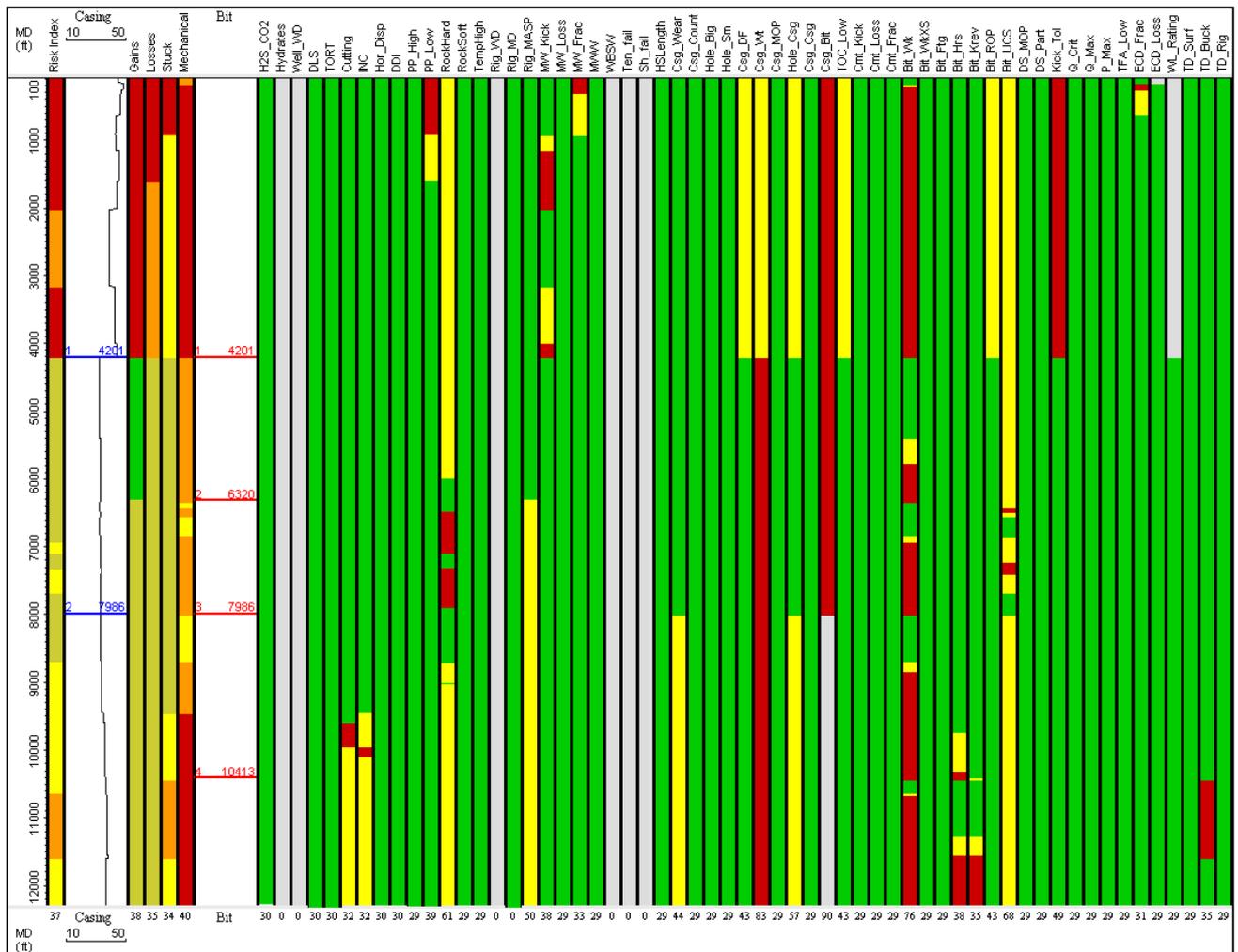
PARÁMETROS DE PERFORACIÓN	RIESGO	SECCIÓN	NIVEL DE RIESGO	DESCRIPCIÓN	ACCIÓN	CONTINGENCIA
FLUIDO DE PERFORACIÓN	No presenta riesgos					
SELECCIÓN DE BROCAS	BIT-HORAS	Intermedia	Medio - Alto	Trabajo de la broca cercano al rendimiento máximo.	Verificar que la relación de horas de trabajo de la broca respecto al rendimiento máximo esté entre 2 y 1.5	Tener brocas adicionales disponibles en inventario o en sitio.
	BIT-KREV	Producción	Medio - Alto	RPM por hora la broca cercanos al máximo de catálogo.	Verificar que la relación de RPM por hora de la broca respecto al rendimiento máximo esté entre 2 y 1.5	Tener brocas adicionales disponibles en inventario o en sitio.
TORQUE Y ARRASTRE	No presenta riesgos					
HIDRÁULICA	No presenta riesgos					

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

5.2.3.2 Pozo Propuesto Perfil Horizontal

La figura 5.9 representa los riesgos individuales a lo largo de la profundidad medida para cada sección que se esperan durante la perforación de este perfil.

Figura 5.9.- Análisis de riesgo Sacha: perfil Horizontal



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

La tabla 5.9 muestra la descripción de los riesgos que posiblemente se encontrarán durante la perforación de este perfil propuesto:

Tabla 5.9.- Descripción de los riesgos Sacha: perfil Horizontal

SACHA	PERFIL HORIZONTAL					
GEOMETRÍA DEL AGUJERO	RIESGO	SECCIÓN	NIVEL DE RIESGO	DESCRIPCIÓN	ACCIÓN	CONTINGENCIA
PUNTOS DE ASENTAMIENTO	RIG-MASP	Producción	Medio	Presión de la formación similar a la presión máxima del BOP	Seleccionar el BOP con una presión de 1000psi mayor a la presión superficial.	Tener disponible un BOP de respaldo
TAMAÑO DE HUECO	No presenta riesgos					
DISEÑO DE CASING	CSG-DF	Superficial	Medio	Factores de diseño de casing para colapso/estallido menores al mínimo.	Utilizar un revestidor con mejores características.	Preparar un programa de reparación o reemplazo de tubería.
	HOLE-CSG	Superficial / Producción	Medio	Luz entre el tamaño del hueco y el diámetro externo máximo del casing es pequeña.	Revisar que la relación entre el tamaño del agujero/tamaño del revestidor no sea menor que 1.1	Contemplar problemas por hueco apretado y tomar en cuenta las medidas necesarias.
DISEÑO DE CEMENTACIÓN	TOC-LOW	Superficial	Medio	Altura del cemento menor a la diseñada.	Evitar que la relación profundidad del tope de cemento y la profundidad el casing no sea menor o igual a 0.75	Preparar plan para trabajo de "Top Job"

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Tabla 5.9.- (Continuación)

PARÁMETROS DE PERFORACIÓN	RIESGO	SECCIÓN	NIVEL DE RIESGO	DESCRIPCIÓN	ACCIÓN	CONTINGENCIA
FLUIDO DE PERFORACIÓN	No presenta riesgos					
SELECCIÓN DE BROCAS	BIT-HORAS	Producción	Medio - Alto	Trabajo de la broca cercano al rendimiento máximo.	Verificar que la relación de horas de trabajo de la broca respecto al rendimiento máximo esté entre 2 y 1.5	Tener brocas adicionales disponibles en inventario o en sitio.
	BIT-KREV	Producción	Medio - Alto	RPM por hora la broca cercanos al máximo de catálogo.	Verificar que la relación de RPM por hora de la broca respecto al rendimiento máximo esté entre 2 y 1.5	Tener brocas adicionales disponibles en inventario o en sitio.
TORQUE Y ARRASTRE	TD-BUCK	Producción	Alto	Carga axial elevada.	Verificar que las cargas axiales no excedan los factores de diseño del BHA.	Preparar plan de pesca e incluir martillo en el BHA.
HIDRÁULICA	No presenta riesgos					

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

5.3 ANÁLISIS DE COSTOS Y TIEMPOS DE PERFORACIÓN: POZOS DE CONTROL

El tiempo y el costo se evalúan mediante los resultados obtenidos de la simulación de Montecarlo en la que se presentan tres casos de ocurrencia. P10, que es una probabilidad optimista la cual se presenta prácticamente de manera ideal ya que requiere que las operaciones se desarrollen estrictamente dentro los tiempos estimados y no se presenten contingencias operativas. P50, evalúa la ocurrencia de contingencias, sin que estas representen mayor retraso o incremento en costo y P90 la cual es la ocurrencia de mayor probabilidad ya que contempla todas las contingencias a presentarse así como factores de seguridad asociados al tiempo que toma cada actividad operativamente.

5.3.1 COSTOS VILLANO NORTE 1

La tabla 5.10 muestra los resultados obtenidos luego de la simulación de Monte Carlo para los costos y tiempo de perforación, manejándose escenarios optimistas (P10), probabilidad media (P50) y de alta probabilidad (P90) tanto para costos como para tiempos de perforación.

Tabla 5.10.- Tiempos y costos totales Villano Norte 1

	Tiempo P(10) día	Tiempo P(50) día	Tiempo P(90) día	Costo P(10) US K\$	Costo P(50) US K\$	Costo P(90) US K\$
Total	36.18	39.71	43.84	3,395	3,856	7,449

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

El Anexo 14 muestra la curva de avance en profundidad, costo y tiempo para el pozo de control.

5.3.2 COSTOS YURALPA A-6 HZ

La tabla 5.11 muestra los resultados obtenidos luego de la simulación de Monte Carlo para los costos y tiempo de perforación, manejándose escenarios optimistas (P10), probabilidad media (P50) y de alta probabilidad (P90) tanto para costos como para tiempos de perforación.

Tabla 5.11.- Tiempos y costos totales Yuralpa A-6 Hz

	Tiempo P(10) día	Tiempo P(50) día	Tiempo P(90) día	Costo P(10) US K\$	Costo P(50) US K\$	Costo P(90) US K\$
Total	42.97	45.75	48.86	6,447	6,726	7,036

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

El Anexo 15 muestra la curva de avance en profundidad, costo y tiempo para el perfil propuesto.

5.3.3 COSTOS SACHA 205D

La tabla 5.12 muestra los resultados obtenidos luego de la simulación de Monte Carlo para los costos y tiempo de perforación, manejándose escenarios optimistas (P10), probabilidad media (P50) y de alta probabilidad (P90) tanto para costos como para tiempos de perforación.

Tabla 5.12.- Tiempos y costos totales Sacha 205D

	Tiempo P(10) día	Tiempo P(50) día	Tiempo P(90) día	Costo P(10) US K\$	Costo P(50) US K\$	Costo P(90) US K\$
Total	29.09	31.38	34.02	1,121	3,104	6.039

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

El Anexo 16 muestra la curva de avance en profundidad, costo y tiempo para el pozo de control.

5.4 ANÁLISIS DE COSTOS Y TIEMPOS DE PERFORACIÓN: PERFILES PROPUESTOS

5.4.1 ESCENARIO VILLANO

5.4.1.1 Pozo Propuesto Perfil tipo J

La tabla 5.13 muestra los resultados obtenidos luego de la simulación de Monte Carlo para los costos y tiempo de perforación, manejándose escenarios optimistas (P10), probabilidad media (P50) y de alta probabilidad (P90) tanto para costos como para tiempos de perforación.

Tabla 5.13.- Tiempos y costos totales Villano: perfil tipo J

	Tiempo P(10) día	Tiempo P(50) día	Tiempo P(90) día	Costo P(10) US K\$	Costo P(50) US K\$	Costo P(90) US K\$
Total	29.61	32.29	35.47	3,398	3,687	4,032

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

El Anexo 17 muestra la curva de avance en profundidad, costo y tiempo para el perfil propuesto.

5.4.1.2 Pozo Propuesto Perfil Horizontal

La tabla 5.14 muestra los resultados obtenidos luego de la simulación de Monte Carlo para los costos y tiempo de perforación, manejándose escenarios optimistas (P10), probabilidad media (P50) y de alta probabilidad (P90) tanto para costos como para tiempos de perforación.

Tabla 5.14.- Tiempo y costos totales Villano: perfil Horizontal

	Tiempo P(10) día	Tiempo P(50) día	Tiempo P(90) día	Costo P(10) US K\$	Costo P(50) US K\$	Costo P(90) US K\$
Total	31.15	33.87	37.02	3,615	3,909	4,249

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

El Anexo 18 muestra la curva de avance en profundidad, costo y tiempo para el pozo de control.

5.4.2 ESCENARIO YURALPA

5.4.2.1 Pozo Propuesto Perfil tipo S

La tabla 5.15 muestra los resultados obtenidos luego de la simulación de Monte Carlo para los costos y tiempo de perforación, manejándose escenarios optimistas (P10), probabilidad media (P50) y de alta probabilidad (P90) tanto para costos como para tiempos de perforación.

Tabla 5.15.- Tiempos y costos totales Yuralpa: perfil tipo S

	Tiempo P(10) día	Tiempo P(50) día	Tiempo P(90) día	Costo P(10) US K\$	Costo P(50) US K\$	Costo P(90) US K\$
Total	19.79	21.48	23.44	3,155	3,307	3,483

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

El Anexo 19 muestra la curva de avance en profundidad, costo y tiempo para el perfil propuesto.

5.4.2.2 Pozo Propuesto Perfil tipo J

La tabla 5.16 muestra los resultados obtenidos luego de la simulación de Monte Carlo para los costos y tiempo de perforación, manejándose escenarios optimistas (P10), probabilidad media (P50) y de alta probabilidad (P90) tanto para costos como para tiempos de perforación.

Tabla 5.16.- Tiempo y costos totales Yuralpa: perfil tipo J

	Tiempo P(10) día	Tiempo P(50) día	Tiempo P(90) día	Costo P(10) US K\$	Costo P(50) US K\$	Costo P(90) US K\$
Total	22.92	24.91	27.20	3,573	3,753	3,958

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

El Anexo 20 muestra la curva de avance en profundidad, costo y tiempo para el perfil propuesto.

5.4.3 ESCENARIO SACHA

5.4.3.1 Pozo Propuesto Perfil tipo S

La tabla 5.17 muestra los resultados obtenidos luego de la simulación de Monte Carlo para los costos y tiempo de perforación, manejándose escenarios optimistas (P10), probabilidad media (P50) y de alta probabilidad (P90) tanto para costos como para tiempos de perforación.

Tabla 5.17.- Tiempo y costos totales Sacha: perfil tipo S

	Tiempo P(10) día	Tiempo P(50) día	Tiempo P(90) día	Costo P(10) US K\$	Costo P(50) US K\$	Costo P(90) US K\$
Total	27.47	30.08	33.16	4,395	4,630	4,907

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

El Anexo 21 muestra la curva de avance en profundidad, costo y tiempo para el perfil propuesto.

5.4.3.2 Pozo Propuesto Perfil Horizontal

La tabla 5.18 muestra los resultados obtenidos luego de la simulación de Monte Carlo para los costos y tiempo de perforación, manejándose escenarios optimistas (P10), probabilidad media (P50) y de alta probabilidad (P90) tanto para costos como para tiempos de perforación.

Tabla 5.18.- Tiempos y costos totales Sacha: perfil Horizontal

	Tiempo P(10) día	Tiempo P(50) día	Tiempo P(90) día	Costo P(10) US K\$	Costo P(50) US K\$	Costo P(90) US K\$
Total	34.83	38.41	42.68	4,826	5,148	5,533

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

El Anexo 22 muestra la curva de avance en profundidad, costo y tiempo para el perfil propuesto.

5.5 ANÁLISIS COMPARATIVO POR ESCENARIOS

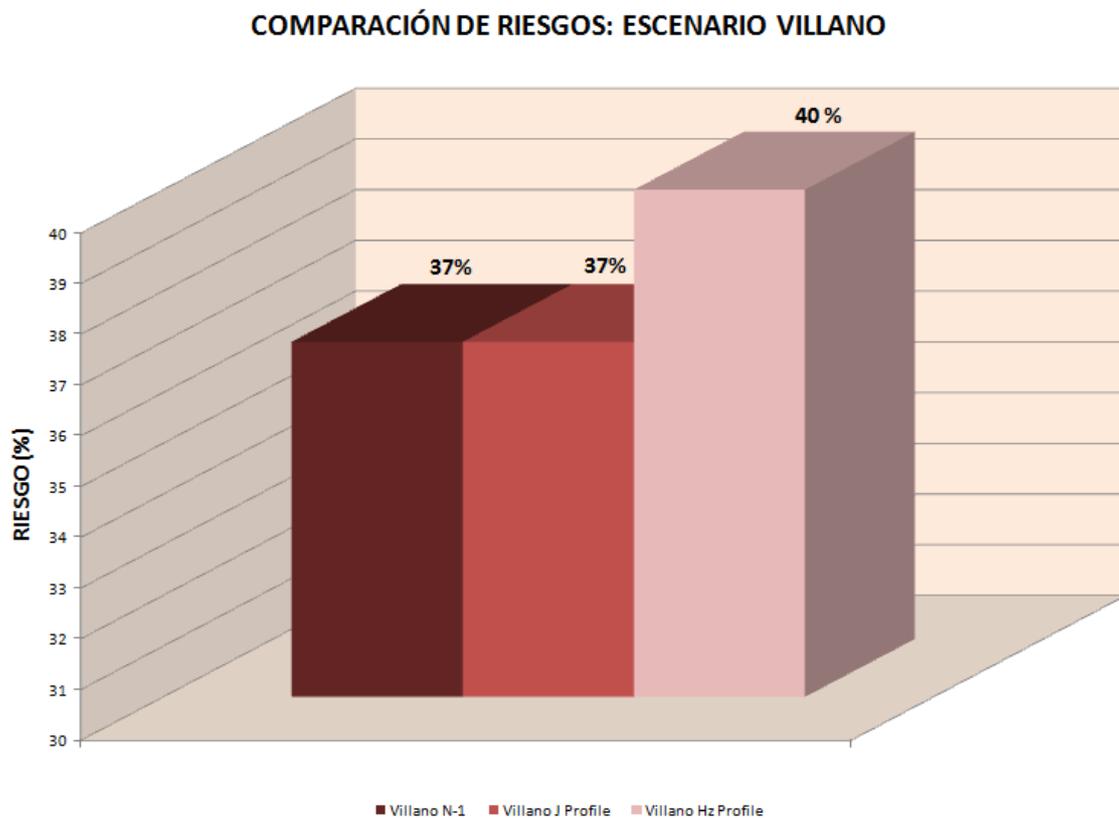
Para realizar la comparación de cada pozo propuesto en cada escenario, se compararán los riesgos totales e identificando el tipo de riesgo, es decir, riesgo de ganancia, pérdidas, pega de tubería o falla mecánica, factores de los cuales se compone el riesgo total del pozo.

5.5.1 ESCENARIO VILLANO

5.5.1.1 Comparación de riesgos

La figura 5.10 muestra el riesgo total esperado durante la perforación tanto de los perfiles propuestos como del pozo de control en el escenario Villano.

Figura 5.10.- Comparación de riesgos Villano



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Como se puede observar en la figura anterior, el pozo vertical (pozo de control) y el perfil tipo J muestran un mismo valor de riesgo total, mientras que el perfil horizontal muestra un evidente incremento en el riesgo dado su trayectoria. Lo que se ve reflejado al evaluar el desempeño de los pozos de control para el campo Villano.

Al comparar el pozo de trayectoria vertical con el perfil tipo J, a través de un adecuado diseño y planificación de las actividades se ha logrado obtener un mismo nivel de riesgo para una trayectoria más compleja.

Comparando los pozos anteriores con el perfil horizontal se observa que a pesar de una adecuada planificación, basada en la reducción de riesgos, el perfil horizontal en este escenario tendrá una mayor complejidad para su construcción. Esto se refleja al analizar pozos como el Villano 14 y Villano 17 muestran un historial de 4 y 7 sidetracks para un perfil horizontal.

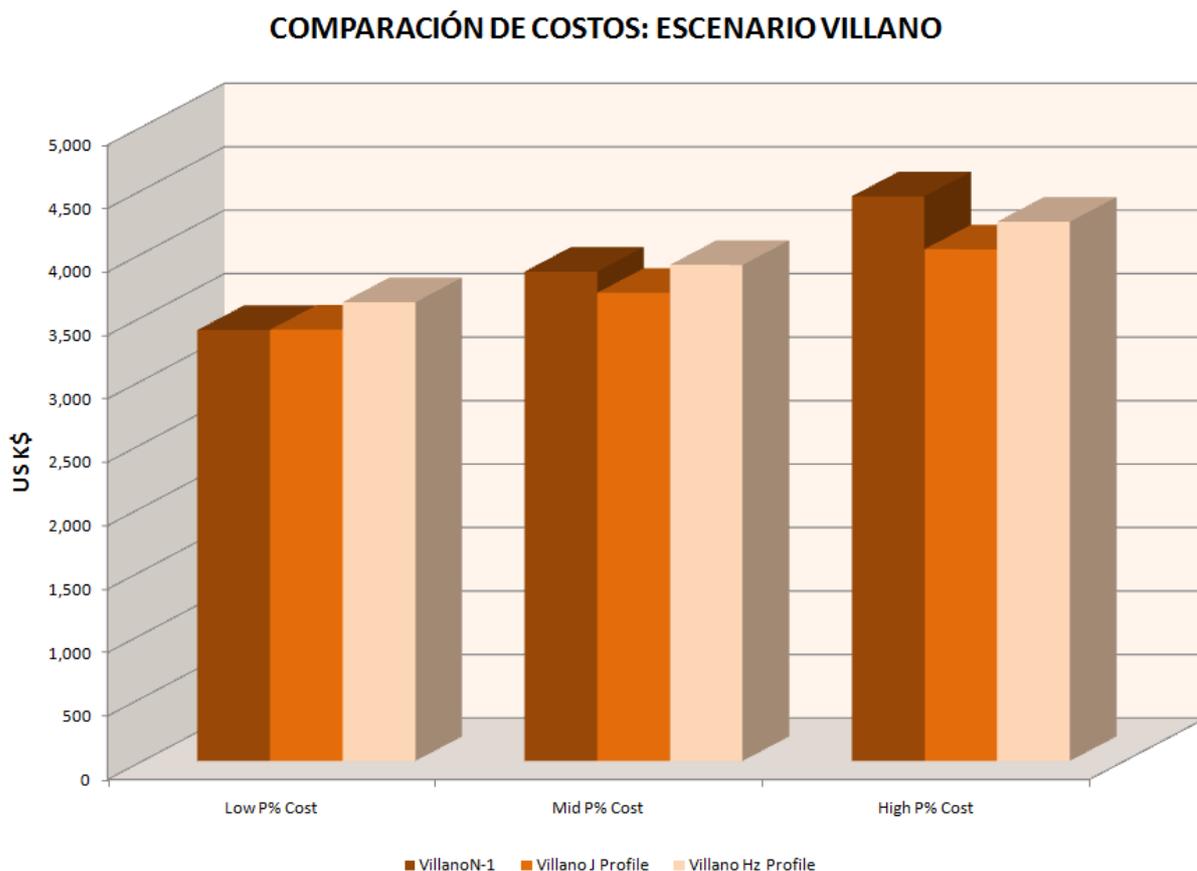
Es importante resaltar que, para el perfil horizontal en el escenario Villano, el mayor riesgo se da debido a falla mecánica (altas cargas axiales, torque y arrastre elevados) que está presente durante la perforación de todas las secciones del pozo. También se tiene un riesgo considerable de aporte en la sección superficial y alto riesgo de pega al finalizar la sección de producción.

Así se observa que la evaluación realizada a través del software de diseño y evaluación de riesgos es claramente útil para la planificación de un proyecto de perforación en este escenario.

5.5.1.2 Comparación de costos

En la figura 5.11 se puede observar el costo estimado para cada perfil en este escenario así como las probabilidades de ocurrencia para un caso Optimista (P10), un caso Promedio (P50) y un caso Más Probable (P90).

Figura 5.11.- Comparación de costos Villano



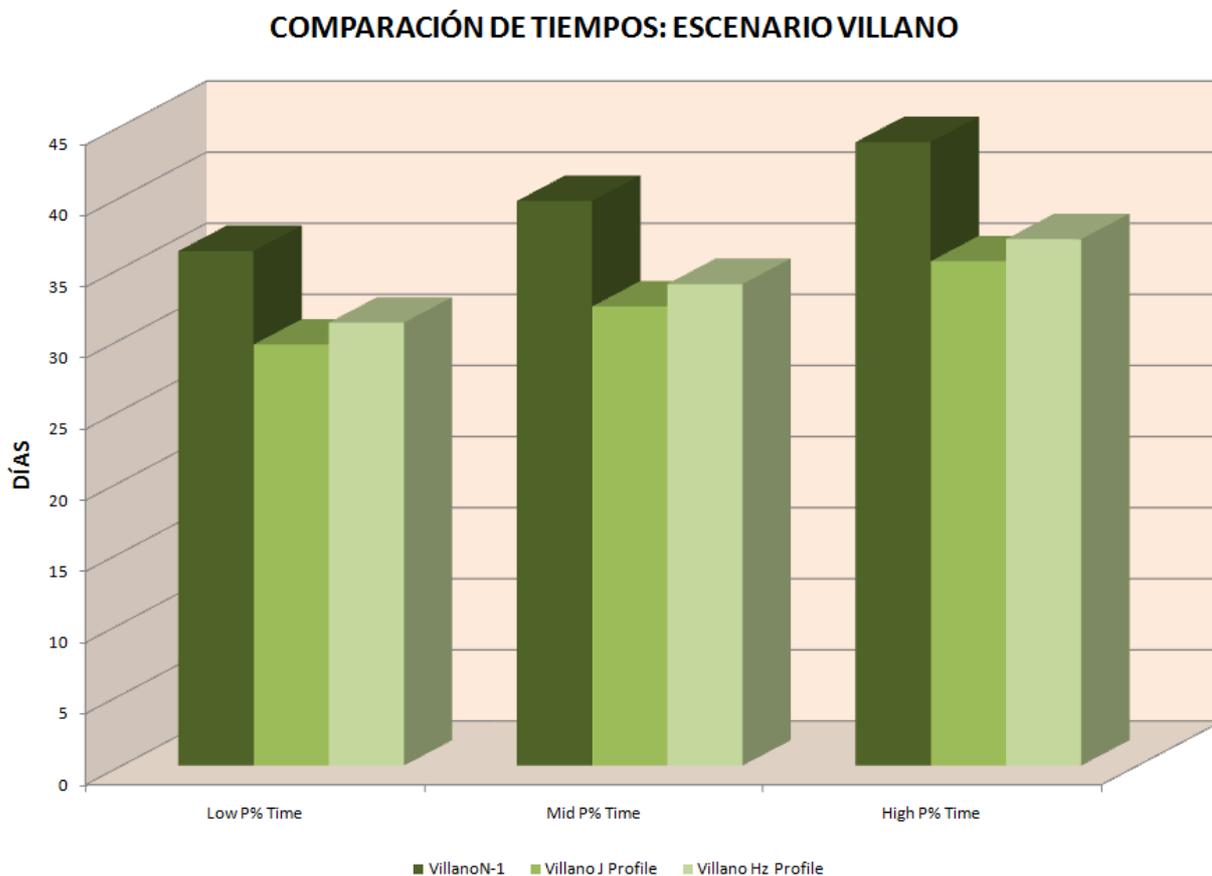
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Para las tres posibilidades, una planeación adecuada ha minimizado los costos para el perfil direccional tipo J y para el perfil horizontal, mostrando que el perfil horizontal requiere de una mayor inversión, mientras que el perfil tipo J muestra una inversión menor con un riesgo menor asociado a este perfil.

5.5.1.3 Comparación de tiempos

En la figura 5.12 se puede observar el tiempo estimado para cada perfil en este escenario así como las probabilidades de ocurrencia para un caso Optimista (P10), un caso Promedio (P50) y un caso Más Probable (P90).

Figura 5.12.- Comparación de tiempos Villano



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

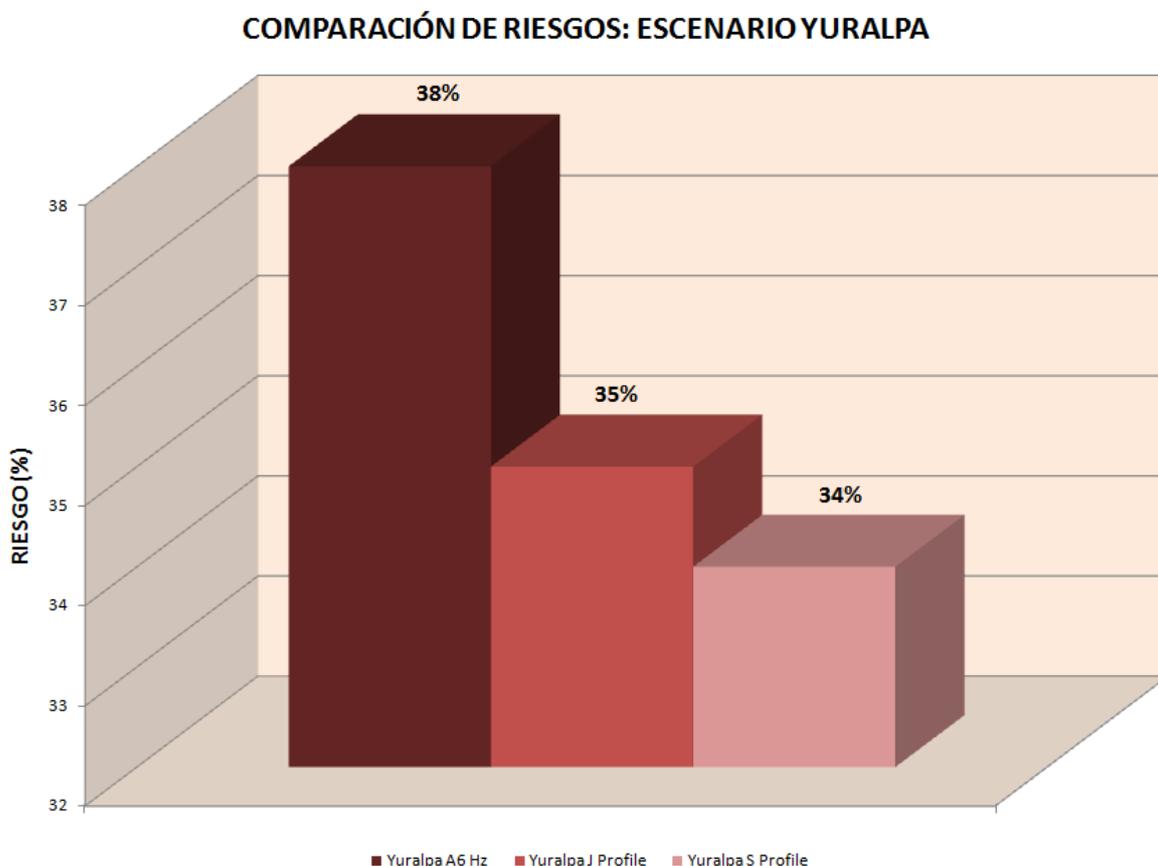
En base al análisis de la información recopilada de los pozos vecinos, el modelamiento geomecánico para este escenario, la selección de brocas en cuanto a su desempeño óptimo y la estandarización de las actividades durante la perforación se ha logrado que los perfiles propuestos se desarrollen en un tiempo menor al pozo de control pese a que presentan trayectorias más complejas.

5.5.2 ESCENARIO YURALPA

5.5.2.1 Comparación de riesgos

La figura 5.13 muestra el riesgo total esperado durante la perforación tanto de los perfiles propuestos como del pozo de control en el escenario Yuralpa.

Figura 5.13.- Comparación de riesgos Yuralpa



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

De acuerdo a la figura anterior, el perfil tipo S muestra menor riesgo total, comparado con el perfil horizontal (pozo de control) y el perfil propuesto tipo J. Al analizar la curvatura presente en las trayectorias horizontal y tipo J, al llegar al objetivo presentan uno de los riesgos más altos.

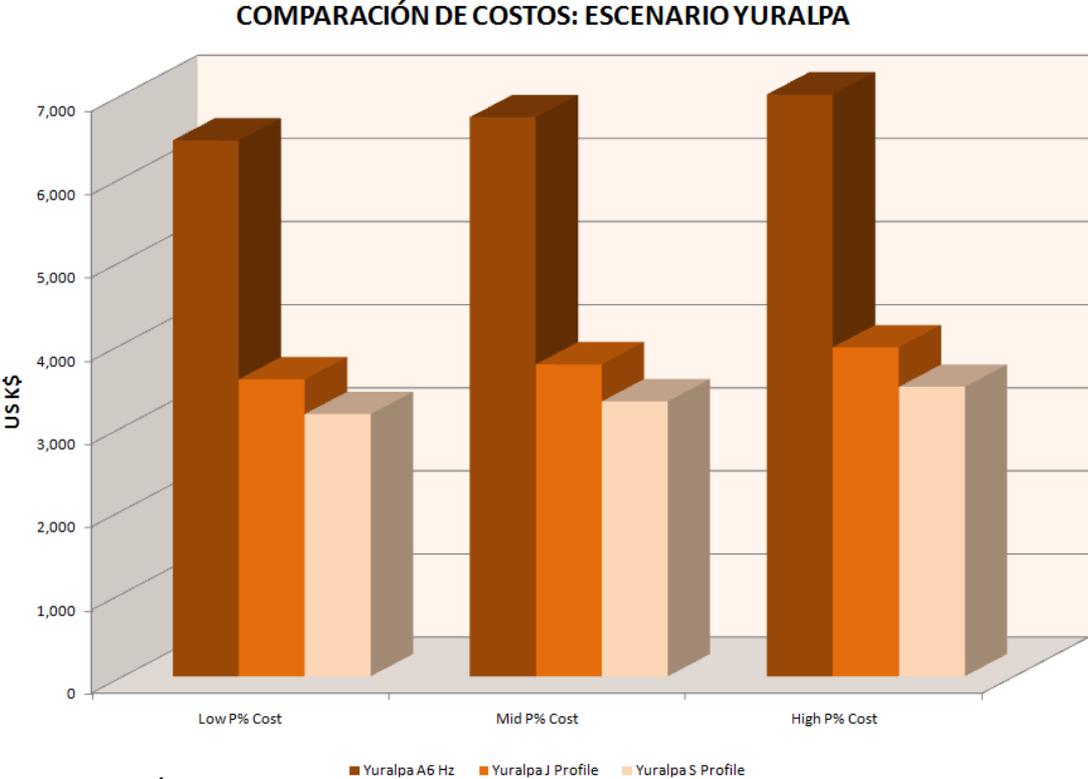
Para los tres casos se tiene un alto riesgo de aporte del pozo (ganancia) para la sección superficial. En el perfil tipo S, el mayor riesgo se presenta como falla mecánica al finalizar la sección intermedia; mientras que en el perfil tipo J, este mismo riesgo se presenta en la sección intermedia y, adicionalmente, debido a las condiciones de la trayectoria se presenta un alto riesgo de falla mecánica al finalizar la perforación del Intrusivo Volcánico presente en esta parte de la cuenca.

Para el caso del pozo de control, el riesgo por falla mecánica está presente durante toda la trayectoria y las zonas de mayor riesgo se presentan como aporte en la sección superficial, pérdida total de circulación y pega de tubería para la sección de producción y la sección horizontal. Al analizar el desempeño del pozo de control Yuralpa A-6, un tiempo de espera excesivo en la sección horizontal provocó problemas de hueco apretado y posterior pega de tubería, mostrando que el modelo geomecánico es confiable para la predicción de problemas asociados a la litología para este escenario.

5.5.2.2 Comparación de costos

En la figura 5.14 se puede observar el costo estimado para cada perfil en este escenario así como las probabilidades de ocurrencia para un caso Optimista (P10), un caso Promedio (P50) y un caso Más Probable (P90).

Figura 5.14.- Comparación de costos Yuralpa



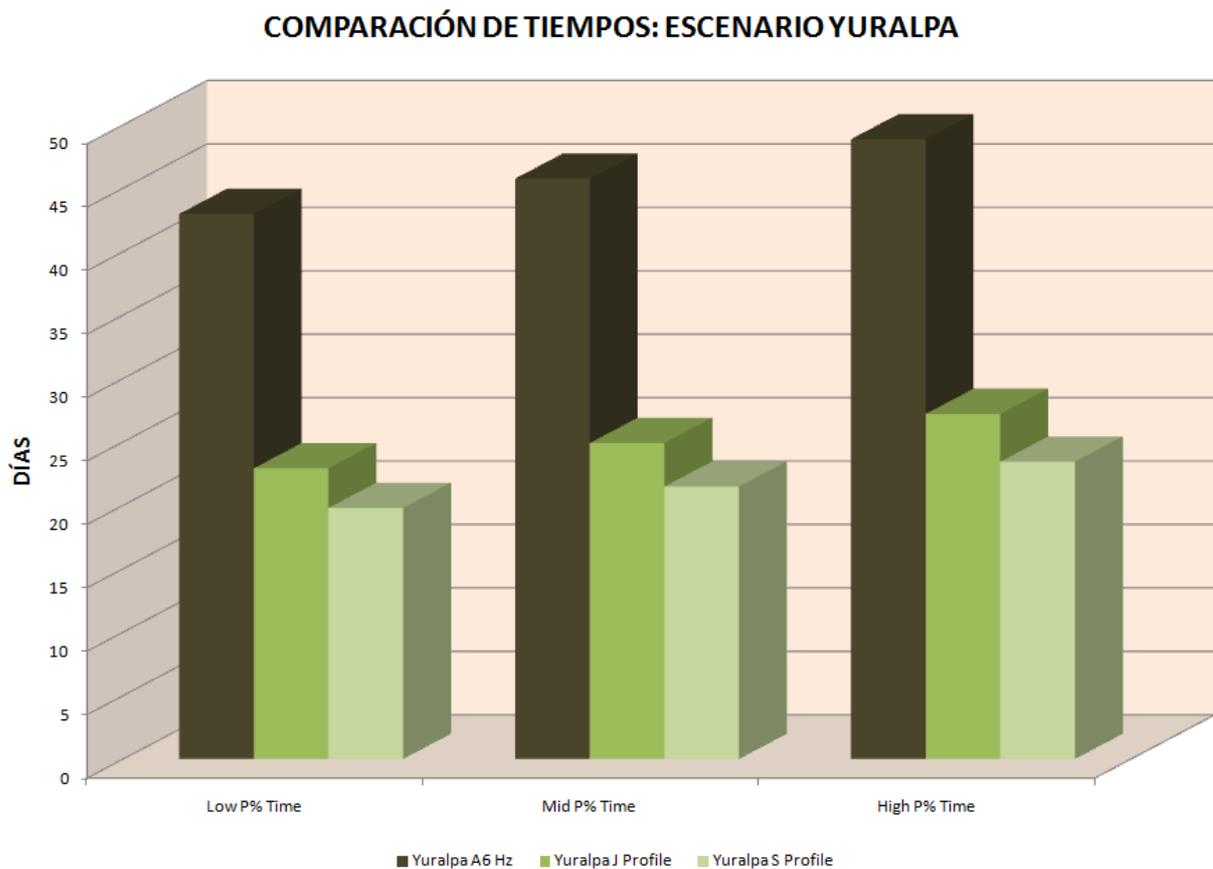
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Como puede observarse en la figura anterior, el costo del pozo de control Yuralpa A-6 es elevado debido a los constantes cambios de broca y los tiempos asociados a estos viajes. Comparando este perfil con los casos propuestos para el mismo escenario, la optimización de puntos de asentamiento y las brocas utilizadas reducen notablemente los costos para los pozos propuestos, siendo el perfil tipo S el que represente un menor costo.

5.5.2.3 Comparación de tiempos

En la figura 5.15 se puede observar el tiempo estimado para cada perfil en este escenario así como las probabilidades de ocurrencia para un caso Optimista (P10), un caso Promedio (P50) y un caso Más Probable (P90).

Figura 5.15.- Comparación de tiempos Yuralpa



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

La figura anterior permite observar que el pozo de control (perfil horizontal) representa un tiempo de perforación bastante elevado. Esto es debido a los cambios de brocas requeridos debido a bajas tasas de perforación o a limitaciones por hidráulica.

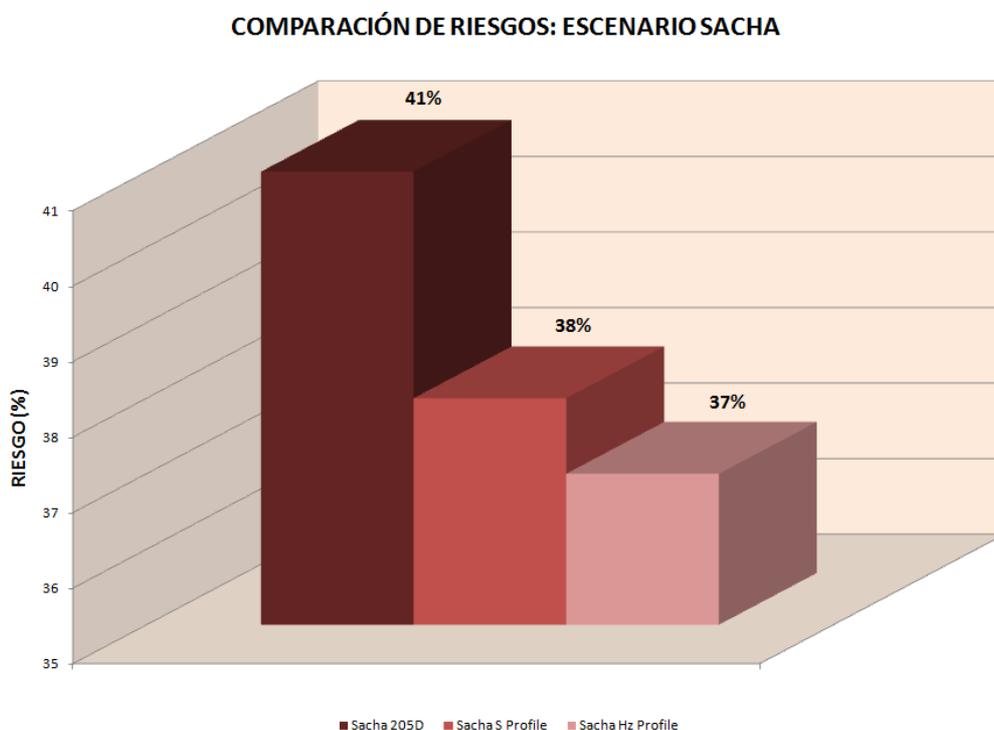
Se observa además que, comparando los casos propuestos en este escenario, la perforación de un pozo tipo J, pese a ser menos complejo que una trayectoria tipo S, demanda un mayor tiempo.

5.5.3 ESCENARIO SACHA

5.5.3.1 Comparación de riesgos

La figura 5.16 muestra el riesgo total esperado durante la perforación tanto de los perfiles propuestos como del pozo de control en el escenario Sacha.

Figura 5.16.- Comparación de riesgos Sacha



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

De acuerdo a los resultados mostrados en la figura anterior, el pozo de control (perfil tipo J) muestra un riesgo elevado que se produce por las consideraciones tanto de brocas como de revestidores utilizados para este pozo en particular.

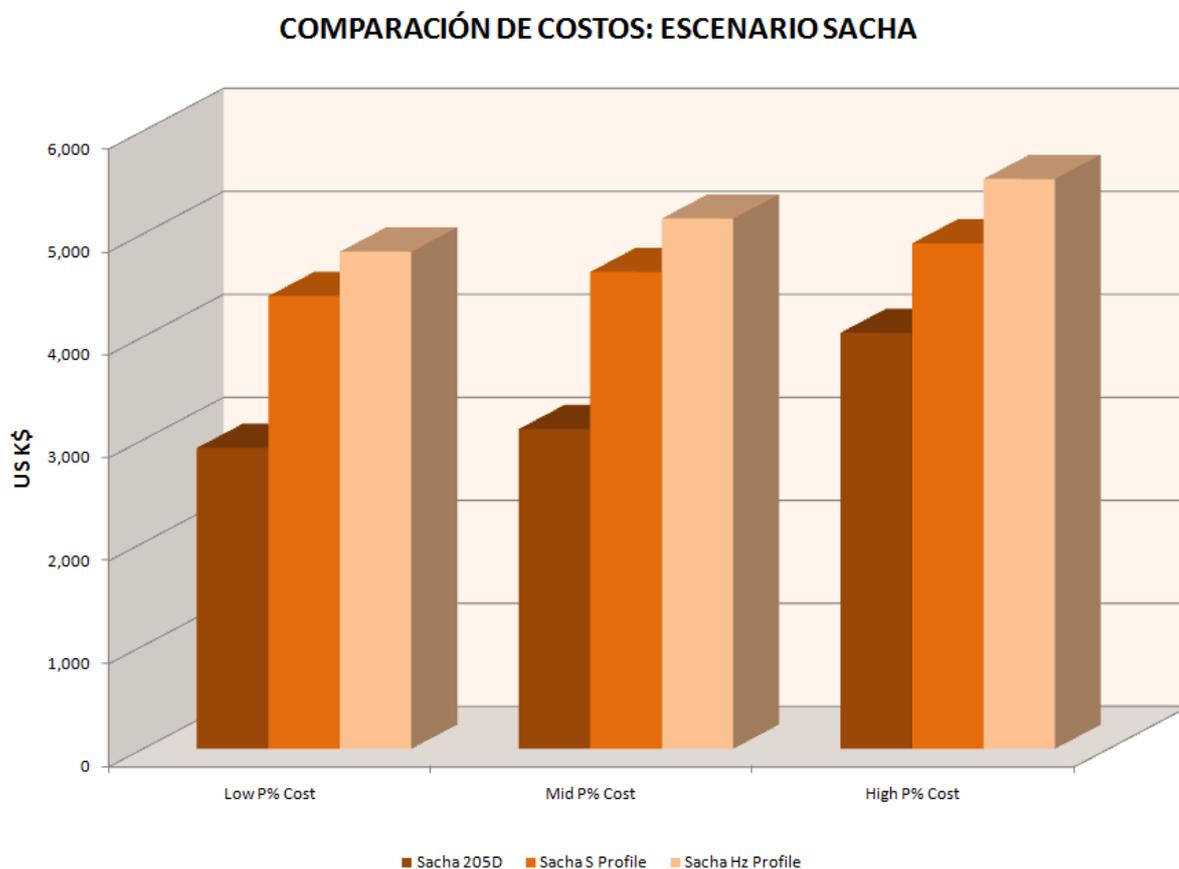
Comparado con los casos propuestos para el escenario Sacha, la optimización en cuanto al programa de brocas y, en mayor proporción, la optimización de los puntos de asentamiento y tipos de revestidores para cada sección permiten reducir los riesgos, siendo que tanto el perfil tipo S como el perfil horizontal propuesto para este escenario muestran un valor de riesgo total similar para su perforación.

En el perfil horizontal se identifican que los mayores riesgos en la sección superficial son ganancia, pega y falla mecánica. Además en la sección de producción el riesgo más alto se presenta por falla mecánica. En el perfil tipo S, también muestra un alto riesgo de falla mecánica al finalizar la sección superficial y en toda la sección intermedia que, al compararse con el pozo de control, muestra todo los riesgos antes descritos más un alto riesgo de ganancia en la sección de producción.

5.5.3.2 Comparación de costos

En la figura 5.17 se puede observar el costo estimado para cada perfil en este escenario así como las probabilidades de ocurrencia para un caso Optimista (P10), un caso Promedio (P50) y un caso Más Probable (P90).

Figura 5.17.- Comparación de costos Sacha



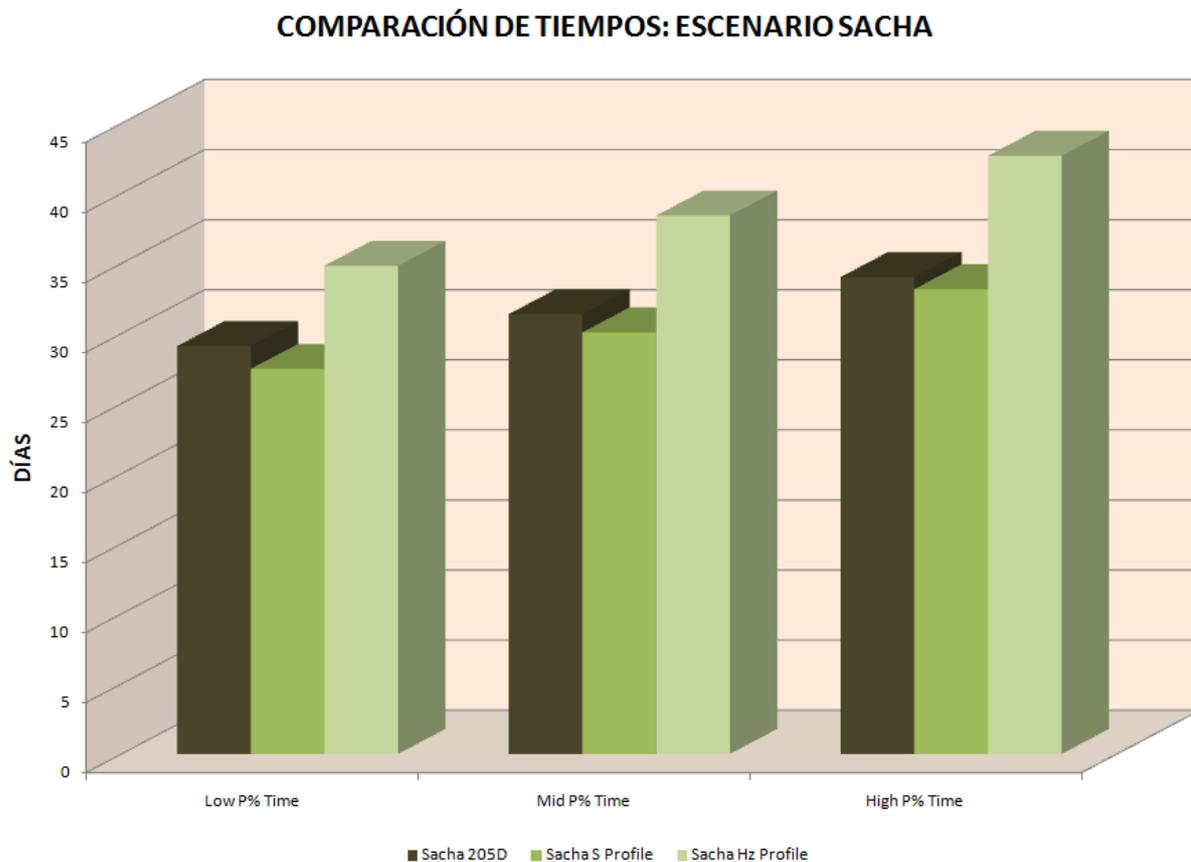
Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Observando la figura anterior, el pozo de control (perfil tipo J) representa un costo bastante bajo con relación a los perfiles propuestos en este escenario. La complejidad de las trayectorias de los casos propuestos se traduce en el incremento del costo de perforación de ambos perfiles, siendo el pozo horizontal el de mayor costo operativo.

5.5.3.3 Comparación de tiempos

En la figura 5.18 se puede observar el tiempo estimado para cada perfil en este escenario así como las probabilidades de ocurrencia para un caso Optimista (P10), un caso Promedio (P50) y un caso Más Probable (P90).

Figura 5.18.- Comparación de tiempos Sacha



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

En base a los resultados mostrados en la figura anterior, el perfil propuesto tipo S es el que representa menor tiempo operativo, comparado con el pozo de control y el perfil horizontal que también se propone en este escenario.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

Para un modelamiento geomecánico adecuado es necesario disponer de datos de control litológico desde superficie. Este tipo de información se obtiene generalmente de pozos de tipo exploratorio, como fue el caso del pozo de control Villano Norte 1.

Un modelo geomecánico basado en la sísmica de un campo permite una evaluación más detallada y precisa de los riesgos o problemas relacionados a la litología, ya que pueden modelarse los esfuerzos presentes y zonas de presión anormal o subnormal pueden ser detectadas con mayor facilidad, así como obtener valores reales de UCS.

Mientras mayor sea la cantidad de información recopilada para un escenario, el modelamiento en Osprey Risk responderá de mejor manera a las condiciones operativas reales.

La correlación que más se ajusta a la realidad de la Cuenca Oriente es la correlación de Zamora debido a que su aplicación está basada en eras geológicas, permitiendo su uso generalizado en distintos escenarios.

Debido a que la correlación de Eaton fue ajustada a las condiciones de la Costa del Golfo de México, esta presenta valores elevados de presión de fractura comparados con los valores encontrados en la Cuenca Oriente.

Se comprobó que la presión de poro obtenida a través del método de Tendencia de Compactación Normal en Osprey Risk responde adecuadamente a la Cuenca Oriente, ya que al compararla con la presión de poro obtenida mediante parámetros de perforación (Exponente D) da como resultado valores similares para toda la litología perforada.

En el presente trabajo, el posicionamiento de los pozos en superficie y del objetivo corresponde a ubicaciones reales. Esto con el fin de evaluar las distintas trayectorias propuestas bajo condiciones que se ajusten a la realidad de las operaciones en el Oriente Ecuatoriano.

La planificación correspondiente a los puntos de asentamiento, programa de lodos y selección de brocas fue estandarizada de acuerdo a las características de cada escenario y al común denominador de las operaciones observadas durante el trabajo de campo, dando como resultado programas de perforación que pueden ser aplicados a toda la Cuenca Oriente.

La selección de la mejor trayectoria debe considerar no solo el menor tiempo, riesgo o costo, sino también el retorno de la inversión en base a la aplicación del pozo propuesto.

La evaluación de riesgos muestra que para el escenario Villano, el perfil tipo J tiene un mejor desempeño, siendo este perfil una alternativa a la mayoría de pozos perforados en este campo ya que los perfiles horizontales muestran serios problemas durante la perforación y, para ciertos casos, se han registrado producciones bajas en relación a la inversión que éstos representan. Debido a esto es necesario evaluar la producción a obtenerse de un perfil distinto al horizontal para este campo.

En el escenario Yuralpa, el perfil tipo S muestra el menor riesgo operativo y un mejor desempeño que el perfil tipo J en cuanto a costo y tiempo, debido principalmente a la presencia del intrusivo volcánico en el que se registran bajas tasas de penetración, mayor dificultad para limpieza de agujero y mayor desgaste de la broca durante la construcción de la sección tangente en el perfil direccional tipo J.

Para el escenario Sacha, el perfil horizontal muestra un riesgo, tiempo y costo similar al perfil tipo S. Comparado con el pozo de control, el perfil horizontal muestra una mayor inversión la cual se verá justificada una vez que se evalúe la tasa de producción de este pozo que por lo general es superior a la de un pozo direccional en este campo.

Para una planificación más detallada se puede realizar un análisis de hidráulica durante la perforación, viajes de limpieza, etc. permitiendo constatar que las propiedades reológicas del lodo propuestas son óptimas en un modelo dinámico. De igual manera se pueden realizar análisis detallados para las operaciones de revestimiento y cementación.

Osprey Risk responde de una manera adecuada siempre y cuando se disponga de la información suficiente requerida por el software.

Drilling Office permite un diseño de pozos y la evaluación de las operaciones desde un punto de vista técnico, es por esto que al combinar Drilling Office y Osprey Risk se obtiene una planificación que mejora la relación costo/beneficio para los pozos propuestos.

Ambas herramientas requieren de un conocimiento global de las operaciones en campo y aspectos básicos de la planeación de pozos para obtener resultados que se ajusten a la realidad de la perforación de un pozo.

6.2 RECOMENDACIONES

Para realizar una buena evaluación se debe contar con una buena base de información confiable que, en lo posible, respondan a los estándares internacionales de SPE o de IADC.

En base a los modelos geomecánicos obtenidos es recomendable utilizar una configuración de tres revestidores a lo largo de la Cuenca Oriente, aunque en ciertas zonas es posible utilizar dos revestidores debido a las condiciones geológicas de cada campo.

En perfiles horizontales es recomendable usar herramientas MWD/LWD que permitan navegar por la zona de interés y de este modo obtener la mayor recuperación posible.

Durante la perforación, en lo posible, se debe planificar adecuadamente la hidráulica ya que viajes realizados para cambiar el TFA de una broca genera costos y tiempos no productivos.

Se deben tener planes de contingencia que prevean todo tipo de problemas que pueden presentarse durante la perforación, así como herramientas y materiales disponibles en sitio o en inventario.

Se debe tener especial cuidado con la selección de puntos de asentamiento y las características específicas de cada sarta de revestimiento ya que, durante la perforación, no presentan inconvenientes pero a futuro, los esfuerzos que los revestidores soportan pueden provocar problemas de comunicación anular/casing o anular/tubing.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

American Association of Drilling Engineers, *Accurate Placement of Vertical Wells with Rotary Steerable System Technology: Case Studies in South Texas, USA*: AADE, 2007.

Bourgoyne A.T, Millheim K. K., Chenevert M.E., and F. S. Young Jr., *Applied Drilling Engineering*. Second Edition, Richardson – Texas, Society of Petroleum Engineers. 1991.

Devereux, S., *Practical Well Planning and Drilling Manual*, Tulsa - Oklahoma, PennWell. 1998.

International Association of Drilling Contractors, *Drilling Manual*, Houston – Texas: IADC, 2000.

Lyons, W. C., *Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering*, Vol. 1, Houston - Texas, Gulf Publishing Company, 1996.

Roberts, M., *Petroleum_Engineering Handbook: Drilling Engineering*, Vol. II, SPE, 2007.

Schlumberger, *Drilling Office User Manual*, 2008.

Schlumberger, *Osprey Risk User Manual*, 2010.

Schlumberger, *TDAS Completion Rule Set*, 2006.

Society of Petroleum Engineers, *3D Analysis for Wellbore Stability: Reducing Drilling Risks in Orient Basin*, Ecuador, 2005.

Veeningen, D., *Cost and Risk In Three Simple Iterations Using a Conceptual Well Design Tool*, 2004.

Yoshida C., IADC/SPE 36381, *An Investigative Study of Recent Technologies Used for Prediction, Detection and Evaluation of Abnormal Formation Pressure and Fracture Pressure in North and South America*, 1978.

Zoback, M., *Reservoir Geomechanics: Current Capabilities and Future Trends*, 2007.

ANEXOS

ANEXO No 1

DESEMPEÑO DE BROCAS PARA EL ESCENARIO VILLANO

	Tamaño Broca	Bit Type	Código IADC	Pies Perforados	Horas	ROP	RPM	WOB	KREV	Costo	# de Brocas	RPM	RPM	WOB	WOB	Pozo
Fabricante	in			ft		ft/h				\$		(Min)	(Max)	(Min)	(Max)	
ReedHycalog	17.5	T-11	115.0	3424.0	23.9	57.5	80.9	22.5	0.6	40543	2					Villano 17H
Hughes Christensen	12.25	MX-CS09D	437.0	576.0	56.7	10.2	180.0	27.5	17.7	15500	1					Villano 17H
Hughes Christensen	12.25	MXLDS18DX	447.0	248.0	27.0	9.2	180.0	30.0	19.6	22210	1					Villano 17H
Hughes Christensen	12.25	HCR605Z	M323	4990.0	113.1	44.1	280.0	13.5	6.3	50161	1					Villano 17H
Secure DBS	12.25	FMH3565ZR	M424	1246.0	32.1	38.8	158.0	15.0	4.1	58140	1					Villano 17H
Hughes Christensen	12.25	HC605S	S323	205.0	11.6	17.7	238.0	9.0	13.5	58140	1					Villano 17H
Hughes Christensen	8.5	HCM406	437	1192.0	15.2	78.6	170.0	16.5	2.2	13166	1					Villano 17H
Hughes Christensen	8.5	ATJ-G8	517	57.0	1.5	38.8	60.0	3.0	1.5	13166	1					Villano 17H
Secure DBS	8.5	FMF2653	M333	516.0	23.3	21.5	109.5	9.3	4.9	35542	2	104	115	3	15.5	Villano 17H
Hughes Christensen	8.5	GX-20DX	M333	134.0	27.7	5.1	175.5	27.8	36.2	35542	2	171	180	13	42.5	Villano 17H
Secure DBS	8.5	FMF2653	M333	357.0	19.0	18.8	110.0	25.0	5.9	35542	1					Villano 17H
Hughes Christensen	8.5	HCM406	M333	789.0	31.5	36.0	185.3	19.4	7.4	35542	4	161	220	11	26	Villano 17H
Hughes Christensen	8.5	GX-C09DX0		238.0	62.0	3.8	185.0	25.0	48.2	35542	1					Villano 17H
ReedHycalog	16	DS40HG	S121	2497	25	98	155	10	1.6	25000	1	150	155	5	15	Villano 6H
Secure DBS	12.25	MPSF	117	67	0.5	134	100	30	0.7	25000	1	100	100	30	30	Villano 6H
ReedHycalog	12.25	EHP43H	437	11	1.4	8	130	35	16.5	41270	1	130	130	30	40	Villano 6H
Secure DBS	12.25	FS2641	S132	106	10.8	10	101.5	25	10.3	41270	1	60	143	10	40	Villano 6H
Secure DBS	12.25	FS2543	S133	1833	64.4	28	266	40	9.3	41270	1	227	305	20	60	Villano 6H
Secure DBS	12.25	FM2663	S325	1721	28.3	60	217.5	24.6	3.6	25000	4	109	384	7	50	Villano 6H
Secure DBS	8.5	FM2641	M232	393	15.9	26	156.5	33	6.3	41270	3	147	333	10	48	Villano 6H
Secure DBS	6	FM2941	M432	270	14.2	20.5	282.75	20.5	14.9	24770	4	248	332	3	50	Villano 6H
ReedHycalog	6	DS72HGUZ	S323	732	22.2	33	302.5	16.5	9.2	20710	1	277	328	3	30	Villano 6H
ReedHycalog	17.5	EMS11GC	115.0	1237.5	26.4	41.0	126.0	20.5	2.7	21700	2	121.0	131.0	4.0	15.0	Villano Norte 1
ReedHycalog	12.25	MHT11GKPR	117.0	15.0	1.5	10.0	91.0	12.5	9.1	9600	1	91.0	91.0	8.0	15.0	Villano Norte 1
ReedHycalog	12.25	EHP43HKPRC	437.0	593.0	47.8	11.3	151.0	49.0	12.2	15500	1	151.0	151.0	35.0	43.0	Villano Norte 1
ReedHycalog	12.25	DS104DGJNU		2490.3	44.0	57.6	702.0	12.7	12.4	62400	3	185.0	328.0	6.0	25.0	Villano Norte 1
ReedHycalog	8.5	DS56DGJNV		697.5	34.0	21.6	256.0	27.5	12.5	39900	2.0	227.0	285.0	24.0	31.0	Villano Norte 1

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala
Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos

ANEXO No 2

DESEMPEÑO DE BROCAS PARA EL ESCENARIO YURALPA

	Tamaño Broca	Tipo Broca	Código IADC	Pies Perforados	Horas	ROP	RPM	WO B	KREV	Costo	# de Brocas	RP M	RP M	WO B	WO B	Pozo
Fabricante	in			ft		ft/h			rpm.h/ft	\$		min	max	min	max	
ReedHycalog	26	RCR1	111	217	5.5	39.5	80	6	2.0	29480	1	60	100	2	10	Yuralpa Centro A6
Secure DrillBits	17.5	R40HF	S121	3444	34.5	145.9	263.5	12	2.6	29412	1	220	307	4	20	Yuralpa Centro A6
ReedHycalog	17.5	DS40HF+GN	S121	3520	54.5	89.1	52.5	12	0.8	29412	1	146	160	4	20	Yuralpa Centro A6
ReedHycalog	12.25	DSX104DGJU	323	1286.5	25.5	28.8	43.75	21	0.9	22415	2	192	197	10	34	Yuralpa Centro A6
Secure DrillBits	12.25	RDSX104HGJU	M323	3597	37	172.1	240	8	2.5	50161	1	176	304	6	10	Yuralpa Centro A6
ReedHycalog	12.25	FMF3565	M324	788	13.5	87.2	194	13.5	3.3	58140	1	144	244	12	15	Yuralpa Centro A6
ReedHycalog	12.25	RFMF3565	M324	1114	43	34.9	217	17	8.4	58140	1	143	291	6	28	Yuralpa Centro A6
ReedHycalog	8.5	MX18DX	447	45	4	11.3	210	31.5	18.7	16087	1			28	35	Yuralpa Centro A6
ReedHycalog	8.5	MXDPDS40CGDX2	627	90	16.5	6.2	175	42.5	32.1	17136	1			40	45	Yuralpa Centro A6
ReedHycalog	8.5	DSX70FGPV	S424	1311	77	22.2	175.5	12.5	10.3	32610	1	152	199	5	20	Yuralpa Centro A6
ReedHycalog	8.5	DSX70FGPV	S424	1343	26.5	58.4	224.5	12.5	4.4	32610	1	205	244	10	15	Yuralpa Centro A6
ReedHycalog	6.125	STXR30CDX	537	495	29	20.9	170	20	10.0	17157	1			15	25	Yuralpa Centro A6
ReedHycalog	6.125	HCM406	M333	905	18.5	72.4	170	10	3.5	24159	1			8	12	Yuralpa Centro A6
Secure DrillBits	6.125	DS72HGNZ	M442	242	5	50.4	90	10	1.9	25983	1	80	100	8	12	Yuralpa Centro A6
Hughes Christensen	17.5	CR1	111	618	10	11.6	40	7	0.6	15750	1	109	137	2	12	Yuralpa Centro B4
Hughes Christensen	12.25	RHP21G	217	12	0.5	24	70	3	2.9	22415	1	60	80	2	4	Yuralpa Centro B4
Hughes Christensen	12.25	RRSX163HDJS	422	760	29	31.4	110	32.5	4.2	22415	1	100	120	30	35	Yuralpa Centro B4
ReedHycalog	12.25	RDSX104DGJU	M323	421.3	30.3	19.9	138.8	21.3	10.0	50161	3	111	187	8	45	Yuralpa Centro B4
ReedHycalog	12.25	EX244DGJUW	M323	24	5.5	8	157.5	25	36.1	50161	1	153	162	10	40	Yuralpa Centro B4
Hughes Christensen	12.25	DSX104HGJU	M323	3628	39	141.2	225	9	2.4	50161	1	158	302	6	12	Yuralpa Centro B4

(Continuación)

	Tamaño Broca	Tipo Broca	Código IADC	Pies Perforados	Horas	ROP	RPM	WO B	KREV	Costo	# de Brocas	RP M	RP M	WO B	WO B	Pozo
Fabricante	in			ft		ft/h			rpm.h/ft	\$		min	max	min	max	
Hughes Christensen	8.5	RMX18DX	447	159	22	8.9	195	41.5	27.0	16087	1			38	45	Yuralpa Centro B4
ReedHycalog	8.5	DS104HGNU	M323	16	0.7	21.6	180	20	7.9	26663	1			20	20	Yuralpa Centro B4
ReedHycalog	8.5	RDS104HGNU	M323	313	16.5	22.3	190	12	10.0	26663	1			10	14	Yuralpa Centro B4
Hughes Christensen	8.5	DSX70FGPV	S424	3655	98	45.1	178	11.5	4.8	32610	1	148	208	5	18	Yuralpa Centro B4
ReedHycalog	8.5	RDSX70FGPV	S424	4199	80	62.3	176.5	11	3.4	32610	1	115	242	8	14	Yuralpa Centro B4
Hughes Christensen	8.5	DSX70FGPV	S424	1798	41	47	155.25	21	3.5	32610	3	160	244	5	22	Yuralpa Centro B4
Hughes Christensen	6.125	MX20DX	517	37	3	14.3	70	20	5.7	12569	1			20	20	Yuralpa Centro B4
Hughes Christensen	6.125	STX30CDX	547	718	33	33.7	143	12	6.6	12420	1			4	20	Yuralpa Centro B4
Hughes Christensen	26	RCR1	111	183	5	45.8	70	10	1.9	29480	1	195	265	8	12	Yuralpa Centro B5
Hughes Christensen	17.5	CR1	111	614	9	97.5	230	12	3.4	15750	1	195	265	10	14	Yuralpa Centro B5
Hughes Christensen	12.25	RT43C	437	341	4.5	106.6	75	8	1.0	26467	1	50	100	6	10	Yuralpa Centro B5
ReedHycalog	12.25	MXDPDS35CGDX2	574	167	24.5	7.6	45	29	6.6	22415	1	195	195	20	38	Yuralpa Centro B5
Hughes Christensen	8.5	MX18DX	447	181	14.5	15.9	122	32.5	9.8	16087	1			30	35	Yuralpa Centro B5
Hughes Christensen	8.5	MXDPDS35CGDX2	547	287	46.5	7	175	32.5	28.4	16087	1			25	40	Yuralpa Centro B5
ReedHycalog	8.5	MXDPS40CGDX2	627	145	17.5	9.2	120	29	14.5	17136	1			20	38	Yuralpa Centro B5
Hughes Christensen	6.125	RMX20DX	516	121	4	40.3	183	12.5	6.0	12420	1			8	17	Yuralpa Centro B5
Hughes Christensen	6.125	MX20DX	517	284	12.5	32.3	170	25	7.5	12569	1			20	30	Yuralpa Centro B5
Hughes Christensen	6.125	STX30D	537	776	34	32.3	130	15	5.7	17157	1	117	143	5	25	Yuralpa Centro B5

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos

ANEXO No 3

DESEMPEÑO DE BROCAS PARA EL ESCENARIO SACHA

	Tamaño Broca	Tipo Broca	Código IADC	Pies Perforados	Horas	ROP	RPM	WO B	KREV	Costo	# de Brocas	RPM	RPM	WO B	WO B	Pozo
Fabricante	in			ft		ft/h			rpm.h/ft	\$		min	max	min	max	
Reed Hycalog	16.00	EMS11GC	115	491.0	35.6	13.8	40.0	6.5	2.9	37520	1	40.0	40.0	5.0	8	Sacha 166D
Reed Hycalog	16.00	DS40HF+GN	S121	2289	59.1	39	62.5	17.0	1.6	24064	1	50.0	75.0	9.0	25	Sacha 166D
Reed Hycalog	12.25	R12AMP	437	450.0	32.1	14.0	55.0	20.0	3.9	26467	1	50.0	60.0	10.0	30	Sacha 166D
Reed Hycalog	12.25	DSX519M-B24	M323	750.0	22.7	33.0	70.0	14.0	2.1	50161	1	70.0	70.0	8.0	20	Sacha 166D
Reed Hycalog	12.25	RSX619S-D4	S423	1612.0	91.0	17.7	75.0	12.5	4.2	52843	1	60.0	90.0	5.0	20	Sacha 166D
Reed Hycalog	8.50	DSX619S-Z-A5	S424	1417.0	48.9	29.0	60.0	12.5	2.1	32610	1	60.0	60.0	5.0	20	Sacha 166D
DBS	16.00	XT1GSC	115	500.0	19.3	25.9	60.0	10.5	2.3	37520	1	60.0	60.0	5.0	16.0	Sacha 205D
DBS	16.00	FS2563	S123	1861.7	30.4	61.2	134.7	11.3	2.2	44100	1	80.0	189.3	5.3	17.3	Sacha 205D
DBS	12.25	EQH16S	447	422.0	20.6	20.4	136.0	20.0	6.7	22210	1	80.0	192.0	12.0	28.0	Sacha 205D
DBS	12.25	FM3563Z	M223	896	18.9	47.47	138.8	13.3	2.9	58140	1	75	202.5	8.0	18.5	Sacha 205D
DBS	12.25	FS2563Z	S223	738.0	24.6	30.0	135.0	10.0	4.5	58140	1	60	210.0	6.0	14.0	Sacha 205D
DBS	8.50	FM113665ZR	M424	1450.0	56.7	25.6	104.0	15.0	4.1	35542	1	60.0	148.0	12.0	18.0	Sacha 205D
DBS	16.00	XT1GSC	115	500.0	14.0	35.7	50.0	7.5	1.4	37520	1	50.0	50.0	5.0	10.0	Sacha 230D
DBS	16.00	FS2563Z	S423	2706.0	37.5	72.2	115.8	14.3	1.6	44100	1	107.5	124.0	7.0	21.5	Sacha 230D
DBS	12.25	FM3563Z	M422	969.0	34.0	28.5	142.5	14.0	5.0	47559	1	95.0	190.0	8.0	20.0	Sacha 230D
DBS	12.25	FS2563Z	S121	738.0	8.5	86.8	135.0	10.0	1.6	58140	1	60.0	210.0	6.0	14.0	Sacha 230D
DBS	12.25	EQH16S	S423	422.0	9.0	46.9	136.0	20.0	2.9	52843	1	80.0	192.0	12.0	28.0	Sacha 230D
DBS	8.50	FM113665ZR	S424	1560.00	80.00	19.50	104.00	15.00	5.33	32610	1	60.00	148.00	12.00	18.00	Sacha 230D
Hughes Christensen	16.00	EMS11GC	115	370.0	14.2	26.0	50.0	2.5	1.9	37520	1	40.0	60.0	0.0	5.0	Sacha 232D
Hughes Christensen	16.00	DSX519S	S422	1737.5	41.0	42.35	65.0	21.3	1.5	33422	1	62.5	67.5	10	32.5	Sacha 232D

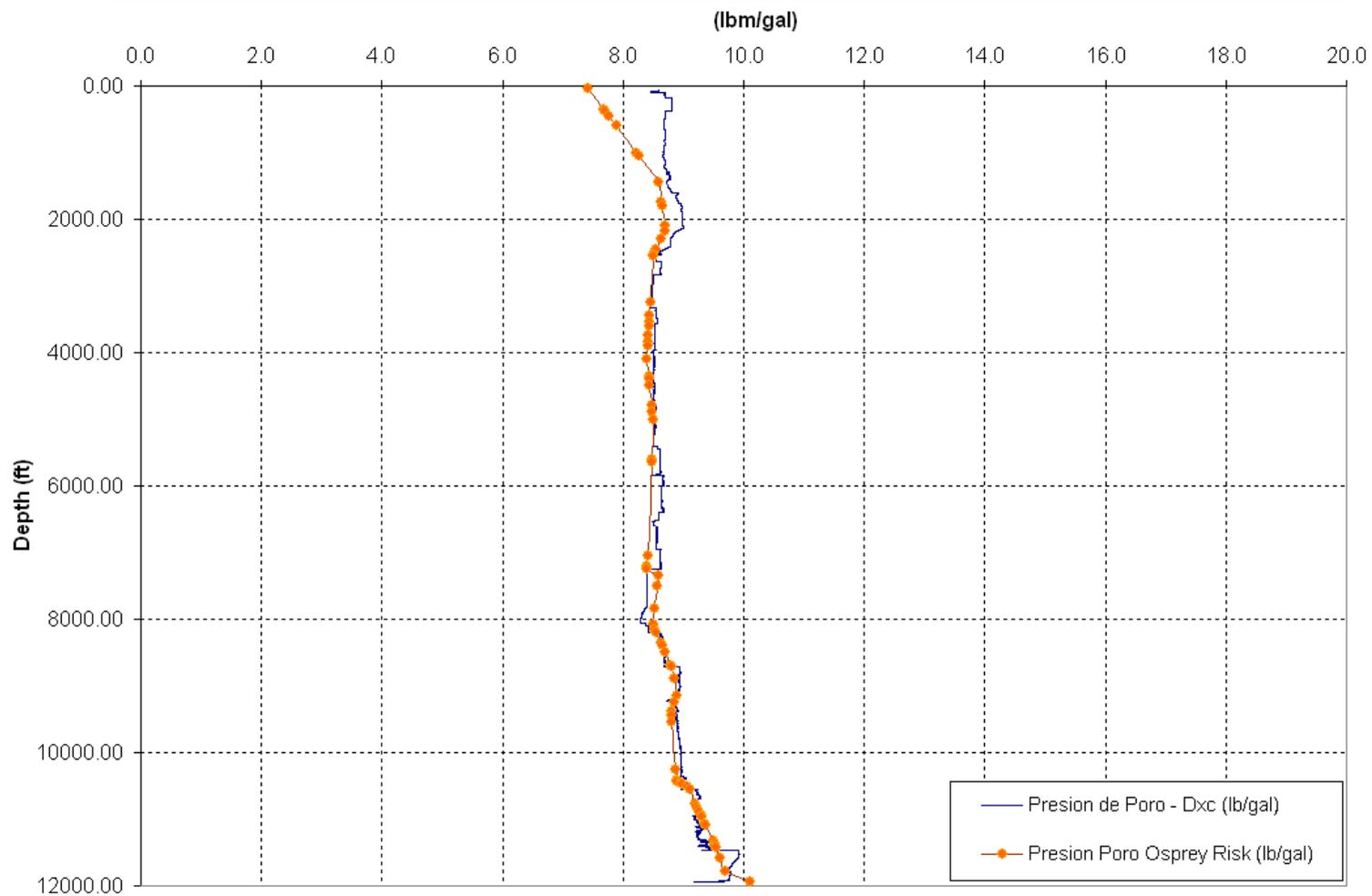
	Tamaño Broca	Tipo Broca	Código IADC	Pies Perforados	Horas	ROP	RPM	WO B	KREV	Costo	# de Brocas	RPM	RPM	WO B	WO B	Pozo
Fabricante	in			ft		ft/h			rpm.h/ft	\$		min	max	min	max	
Hughes Christensen	12.25	R12APCDH	437	453.0	15.0	30.2	60.0	30.0	2.0	26467	1	60.0	60.0	20.0	40.0	Sacha 232D
Hughes Christensen	12.25	DSX519M	M323	1178	39.3	30	55.0	17.5	1.8	50161	1	50	60	5	30	Sacha 232D
Hughes Christensen	12.25	RSX619M-E1	M422	595.0	18.0	33.0	55.0	17.5	1.7	47559	1	50.0	60.0	5.0	30.0	Sacha 232D
Hughes Christensen	12.25	DSX419S-E5	S223	52.0	1.5	35.0	60.0	16.0	1.7	58140	1	60.0	60.0	14.0	18.0	Sacha 232D
Hughes Christensen	8.50	DSX619S-A5	S424	2096.0	54.0	38.8	60.0	27.5	1.5	32610	1	60	60	10	45	Sacha 232D
DBS	12.25	XS1C	117	250.00	15.50	16.13	65.00	11.00	4.03	31373	1.00	60.00	70.00	2.00	20.00	Sacha 65B
DBS	12.25	FS2563Z	S223	5300.00	48.50	109.28	90.00	5.00	0.82	58140	1.00	80.00	100.00	4.00	6.00	Sacha 65B
DBS	8.50	EBXS16DS	447	410.00	16.00	25.63	75.00	24.00	2.93	12639	1.00	60.00	90.00	16.00	32.00	Sacha 65B
DBS	8.50	FMH 3565ZR	M424	1600.00	31.50	50.79	65.00	13.00	1.28	35542	1.00	40.00	90.00	8.00	18.00	Sacha 65B
DBS	8.50	FM2665Z	M424	443.00	20.67	21.44	62.50	17.33	2.92	35542	1.00	50.00	75.00	6.00	28.67	Sacha 65B
DBS	8.50	FM3565Z	M424	937.00	30.50	30.72	75.00	17.50	2.44	35542	1.00	60.00	90.00	15.00	20.00	Sacha 65B

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala
Fuente: Dirección Nacional de Hidrocarburos

ANEXO No 4

COMPARACIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO OBTENIDA MEDIANTE PARÁMETROS DE PERFORACIÓN (EXPONENTE D) Y EL MÉTODO DE TENDENCIA DE COMPACTACION NORMAL (NORMAL COMPACTION TREND, OSPREY RISK)

COMPARACION PRESION DE PORO A PARTIR DE PARAMETROS DE PERFORACION (EXPONENTE D) Y METODO NCT

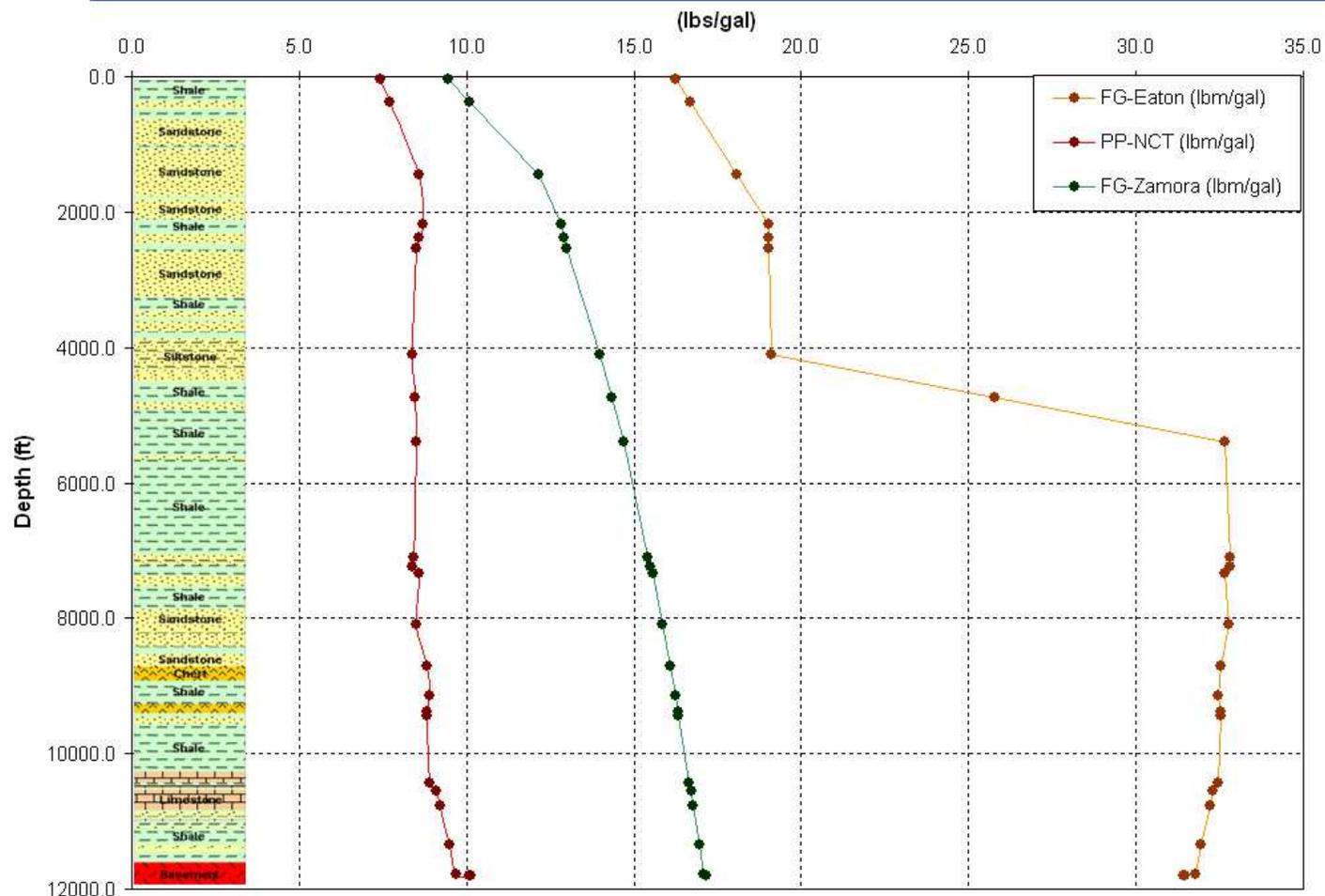


Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

ANEXO No 5

COMPARACIÓN DE LA CORRELACIÓN DE EATON Y ZAMORA PARA EL CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE FRACTURA PARA EL POZO VILLANO NORTE -1

COMPARACION GEOMECANICA CORRELACIONES EATON - ZAMORA POZO VILLANO N-1

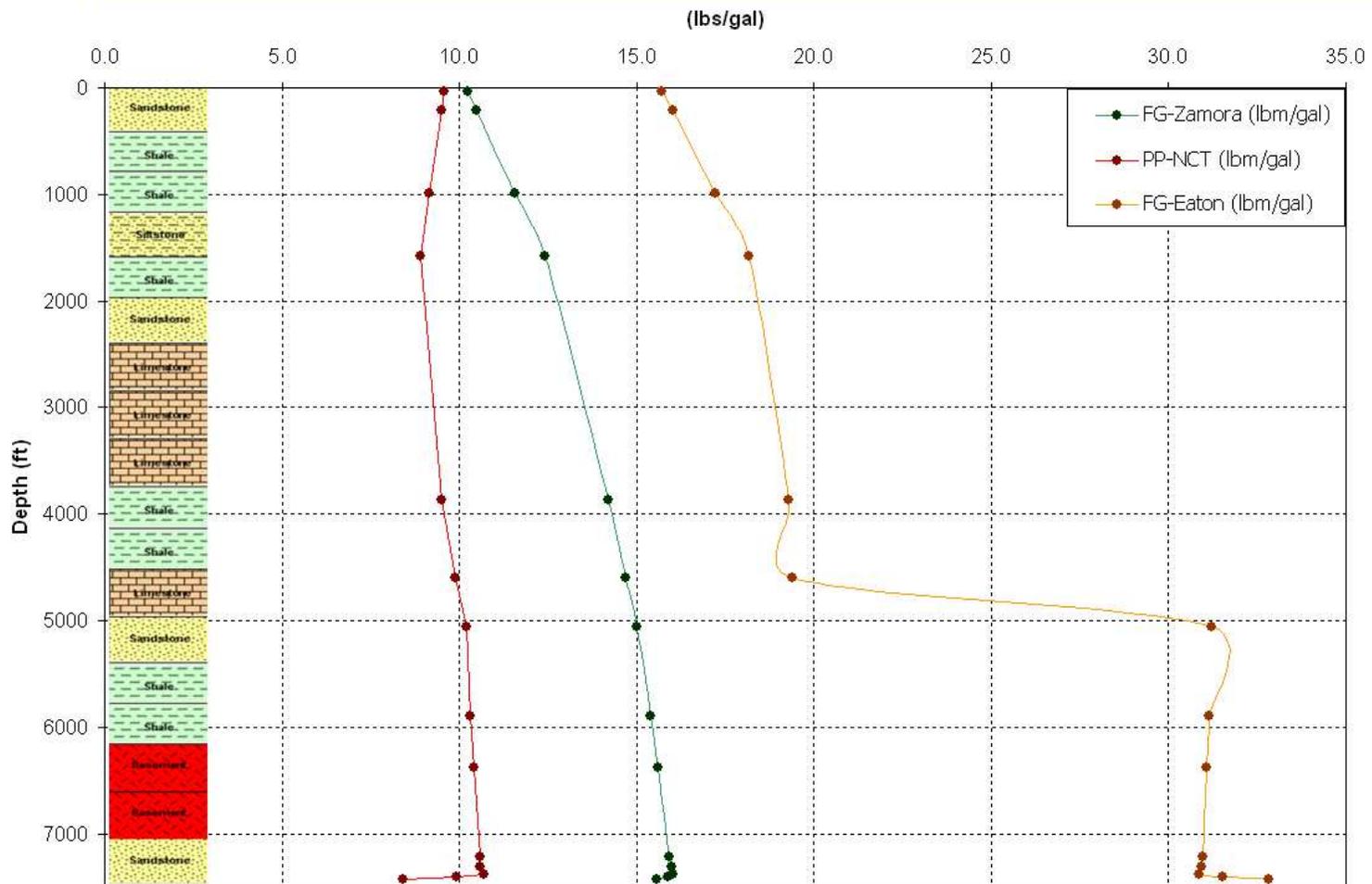


Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

ANEXO No 6

COMPARACIÓN DE LA CORRELACIÓN DE EATON Y ZAMORA PARA EL CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE FRACTURA PARA EL POZO YURALPA A6 – HZ

COMPARACION GEOMECANICA CORRELACIONES EATON - ZAMORA POZO YURALPA A-6

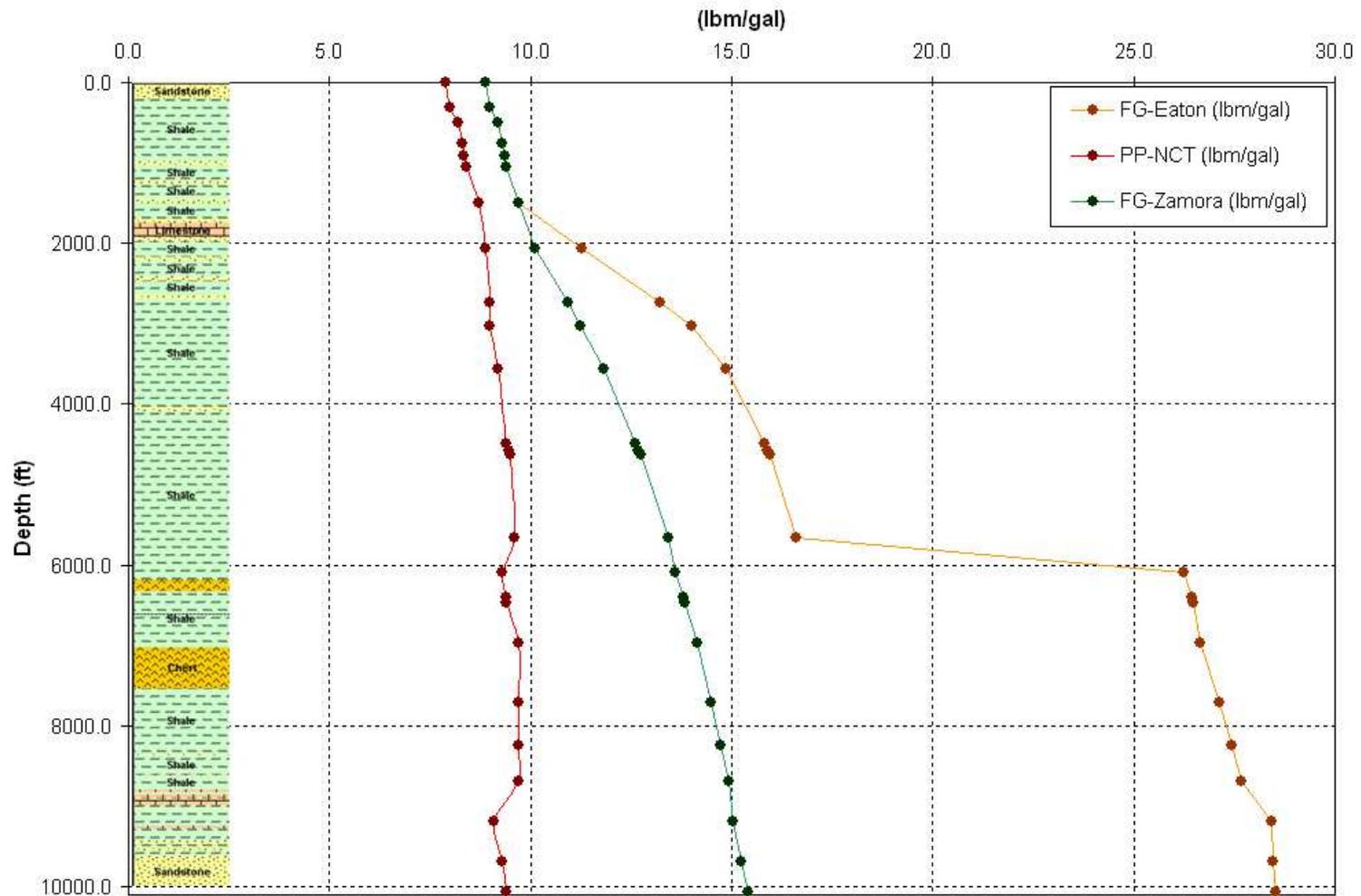


Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

ANEXO No 7

**COMPARACIÓN DE LA CORRELACIÓN DE EATON Y
ZAMORA PARA EL CÁLCULO DE LA PRESIÓN DE
FRACTURA PARA EL POZO SACHA 205 D**

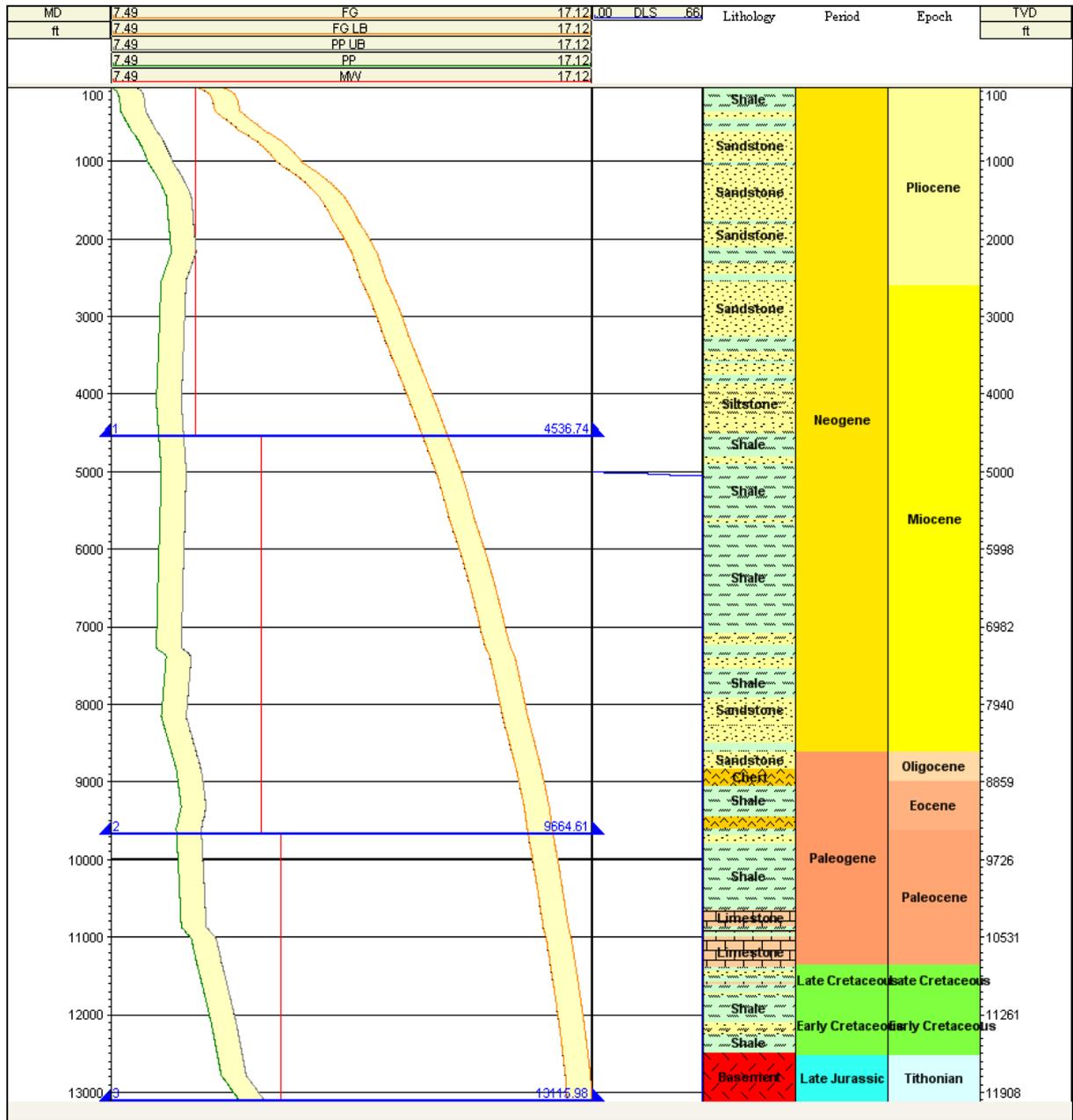
COMPARACION GEOMECANICA CORRELACIONES EATON ZAMORA SACHA 205D



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

ANEXO No 8

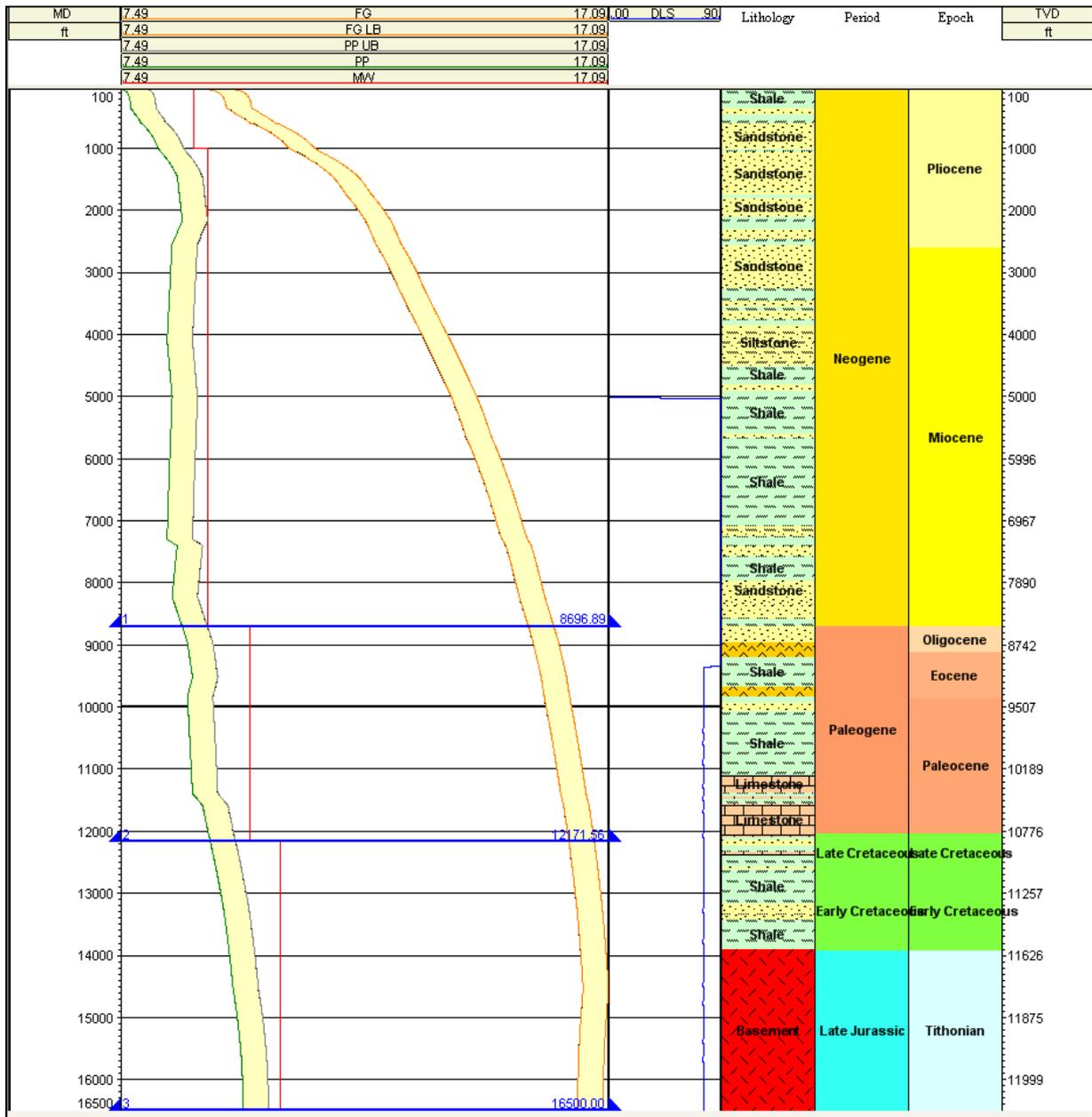
PESOS DE LODO VILLANO, PERFIL PROPUESTO TIPO “J”



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

ANEXO No 9

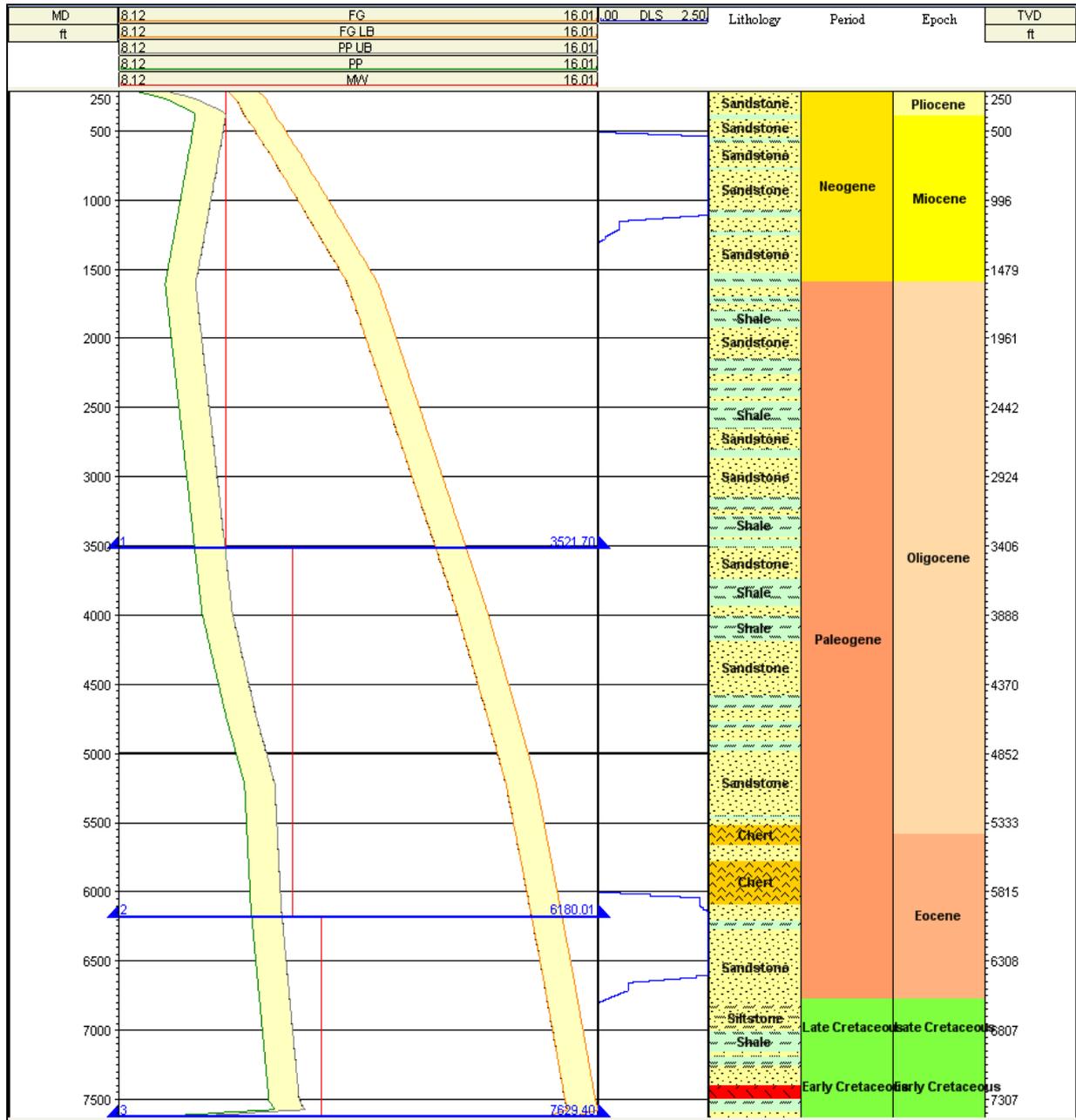
**PESOS DE LODO VILLANO, PERFIL PROPUESTO
HORIZONTAL**



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

ANEXO No 10

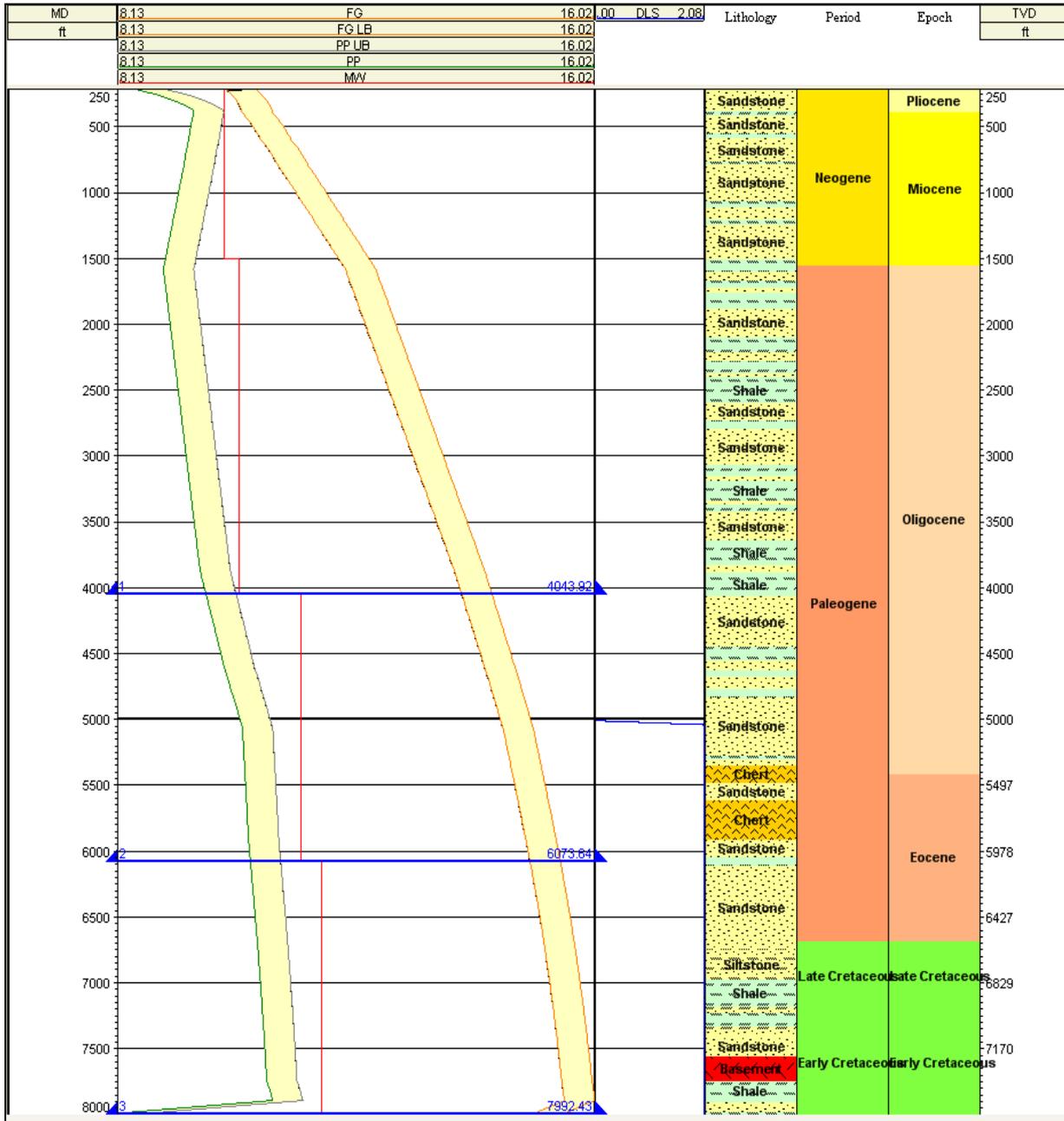
PESOS DE LODO YURALPA, PERFIL PROPUESTO TIPO “S”



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

ANEXO No 11

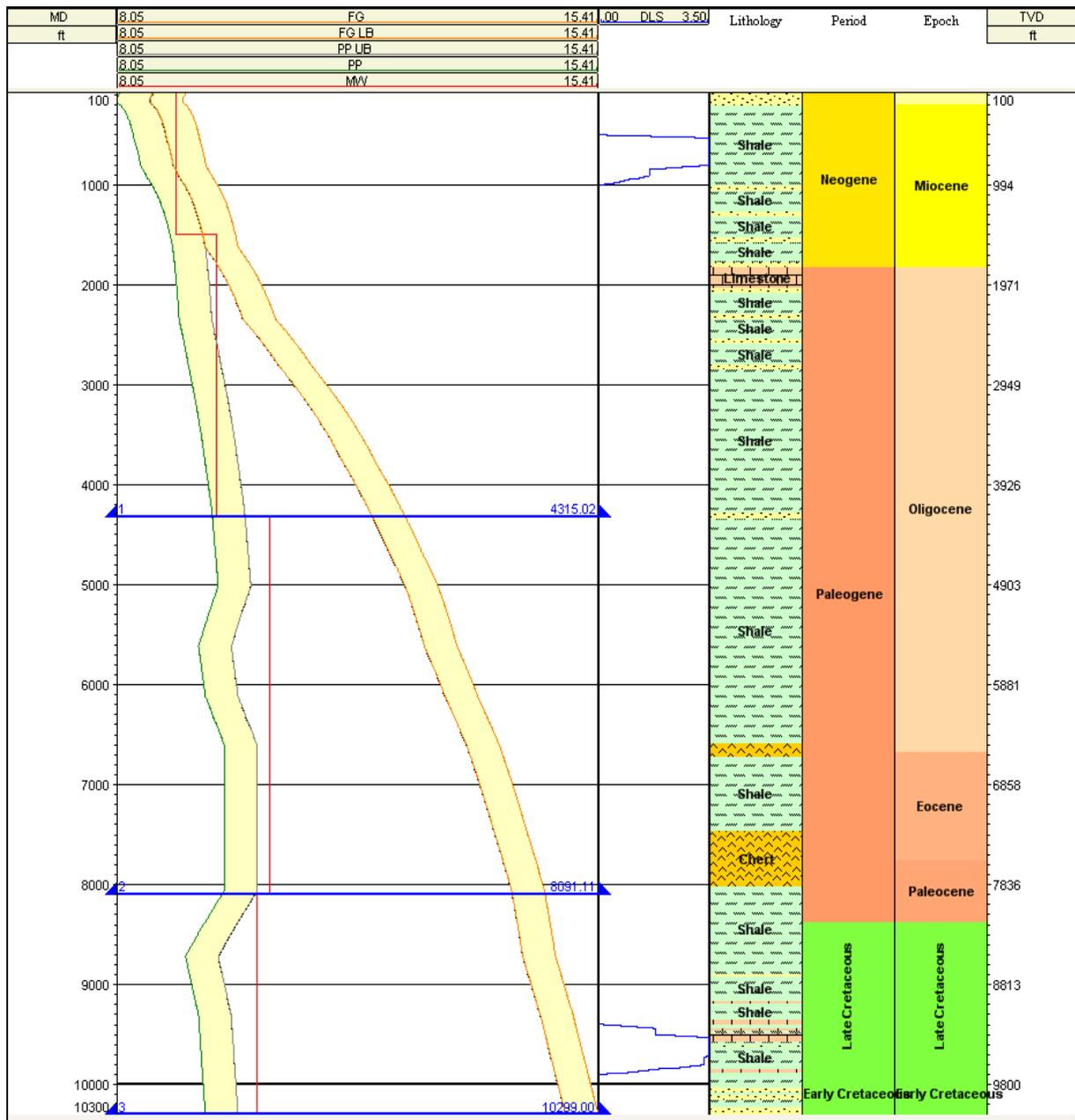
PESOS DE LODO YURALPA, PERFIL PROPUESTO TIPO “J”



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

ANEXO No 12

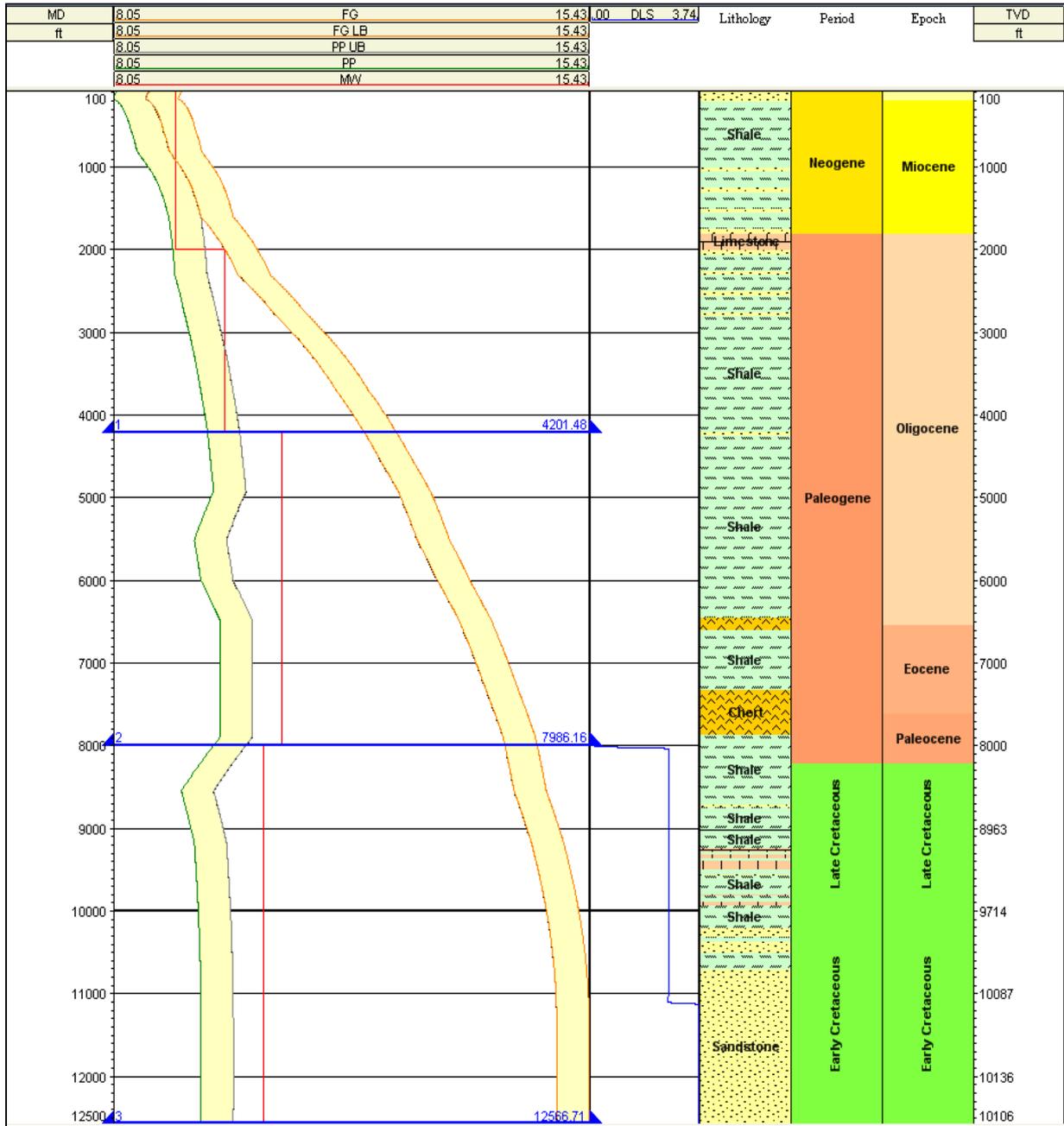
PESOS DE LODO SACHA, PERFIL PROPUESTO TIPO “S”



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

ANEXO No 13

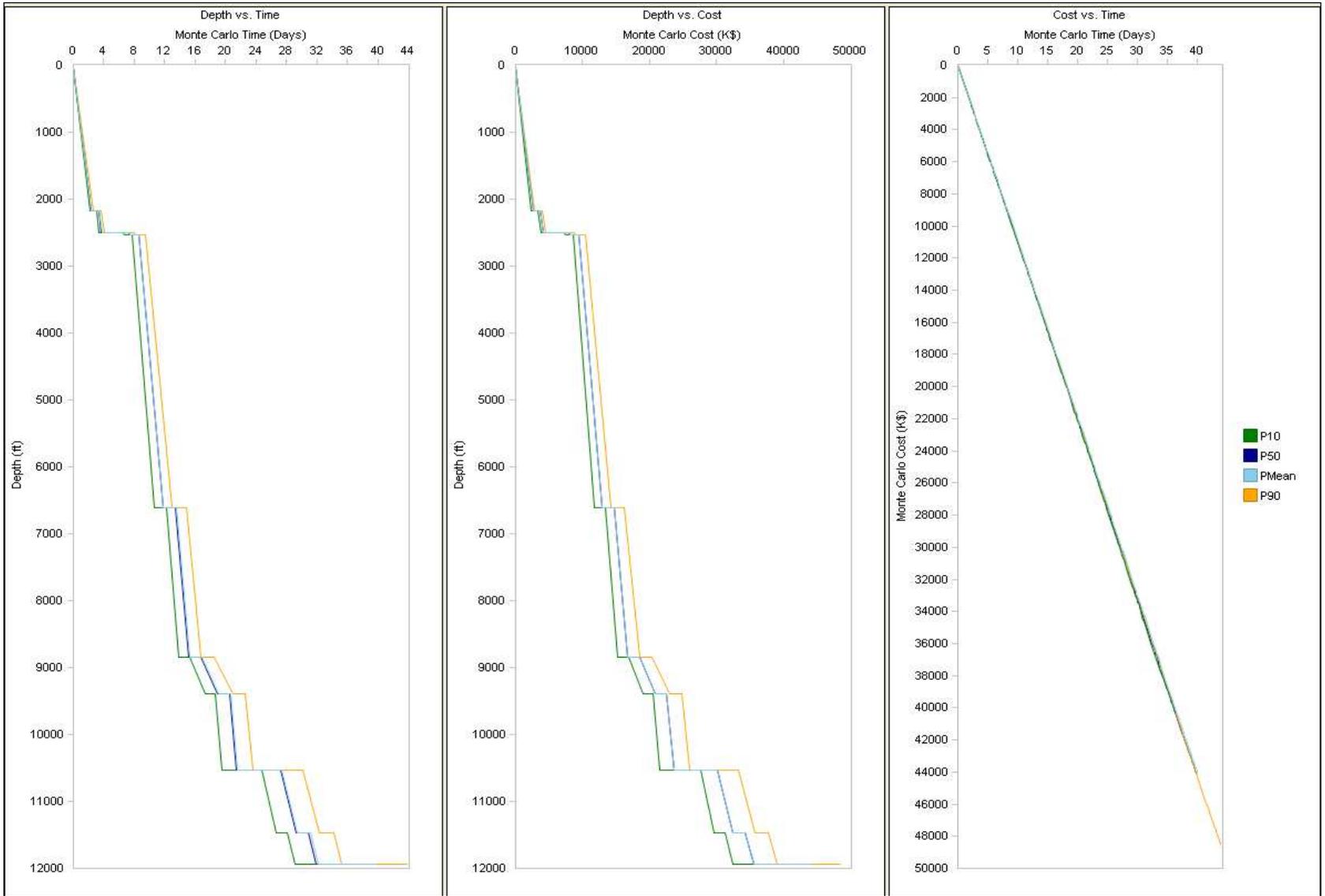
**PESOS DE LODO SACHA, PERFIL PROPUESTO
HORIZONTAL**



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

ANEXO No 14

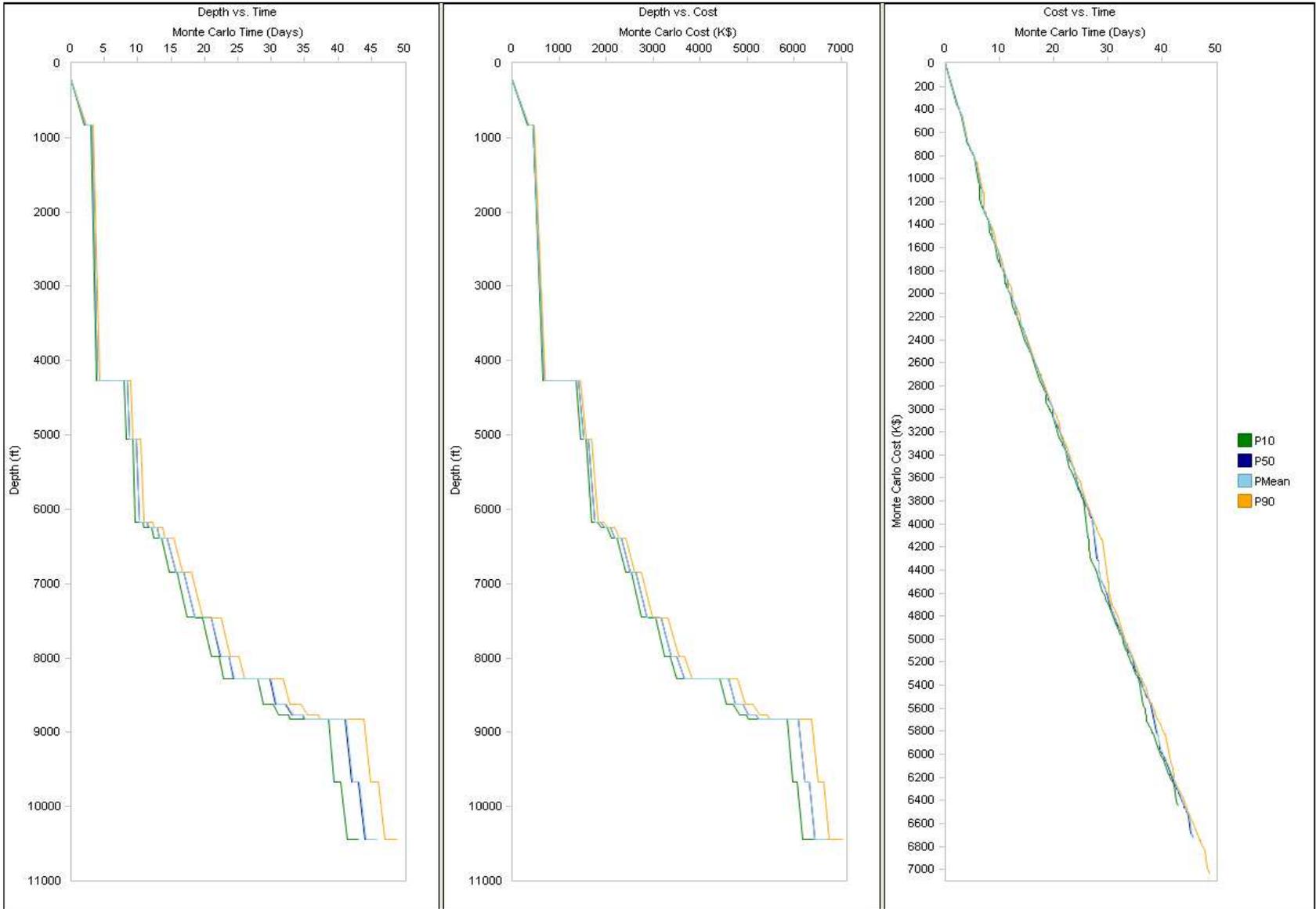
CURVA DE AVANCE, VILLANO NORTE 1



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

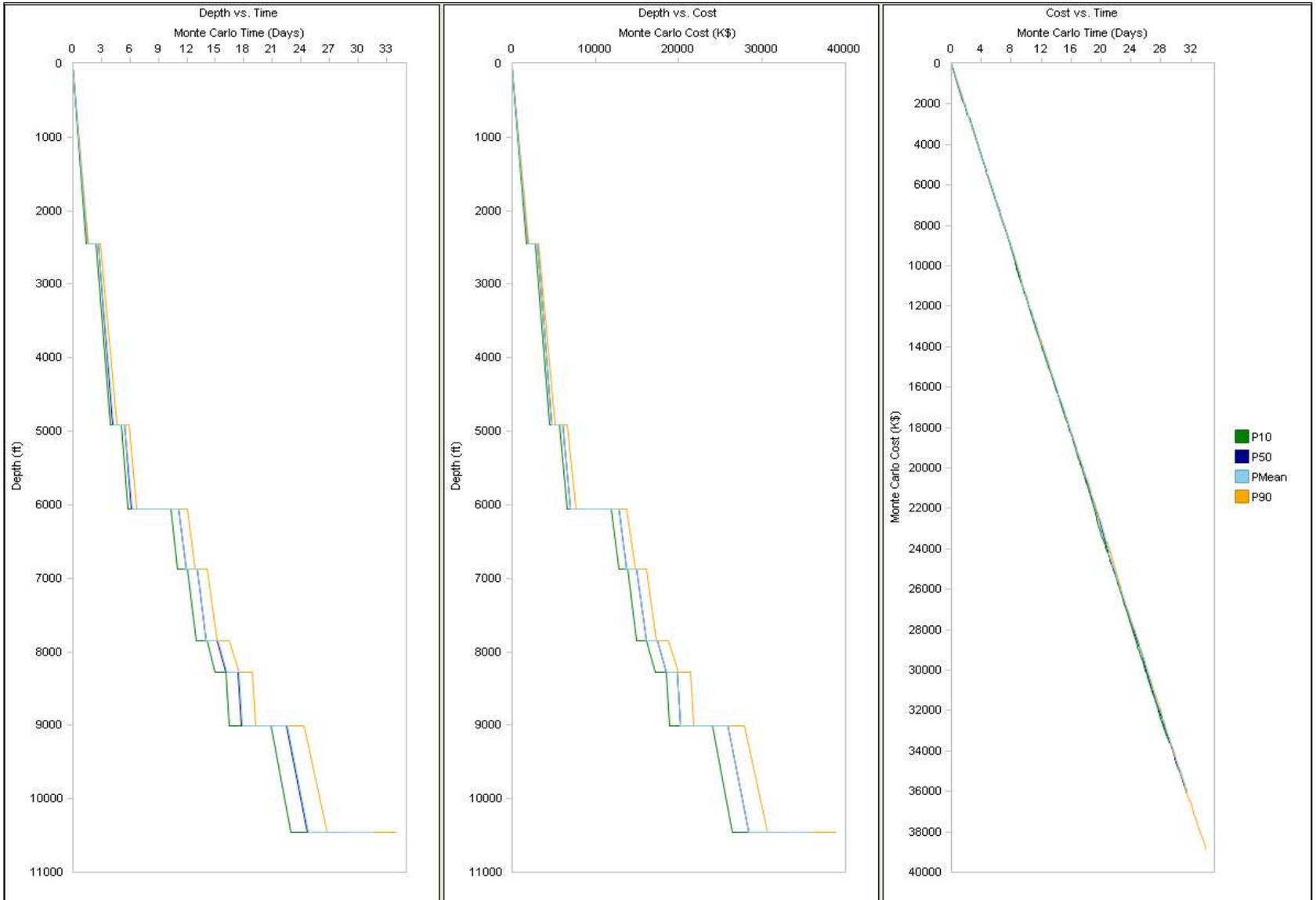
ANEXO No 15

CURVA DE AVANCE, YURALPA A6-HZ



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

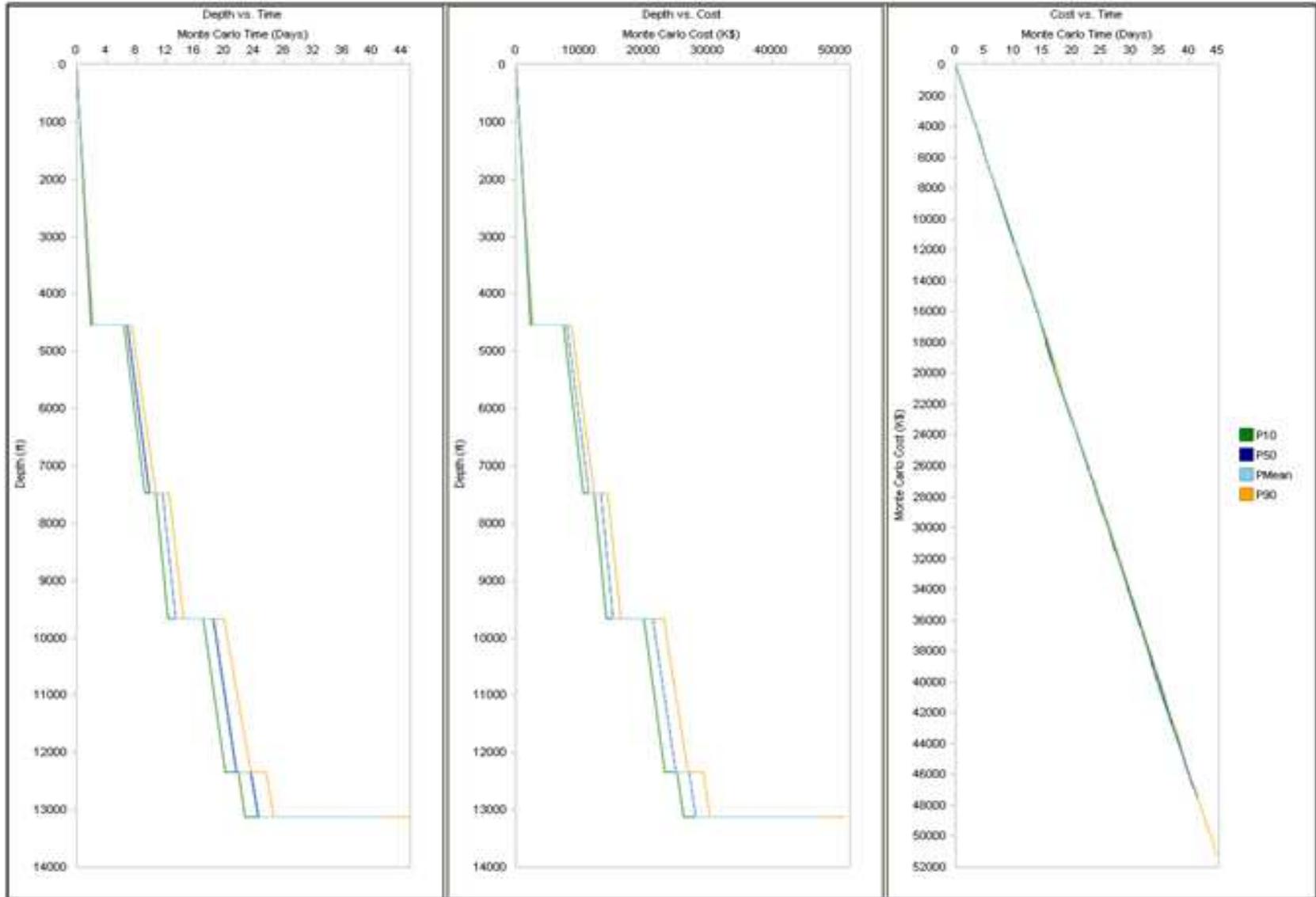
ANEXO No 16
CURVA DE AVANCE, SACHA 205D



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

ANEXO No 17

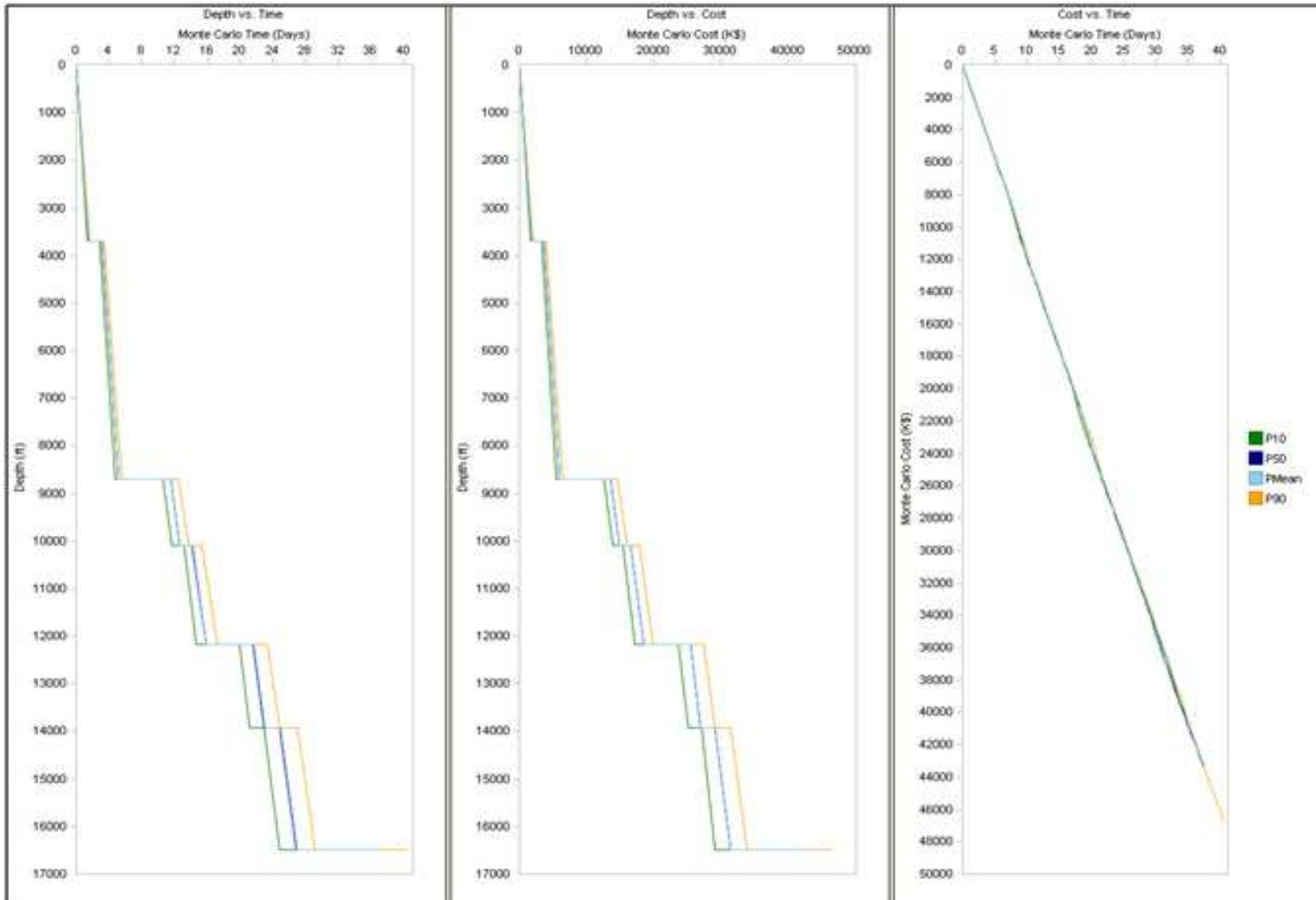
**CURVA DE AVANCE, POZO PROPUESTO VILLANO PERFIL
TIPO J**



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

ANEXO No 18

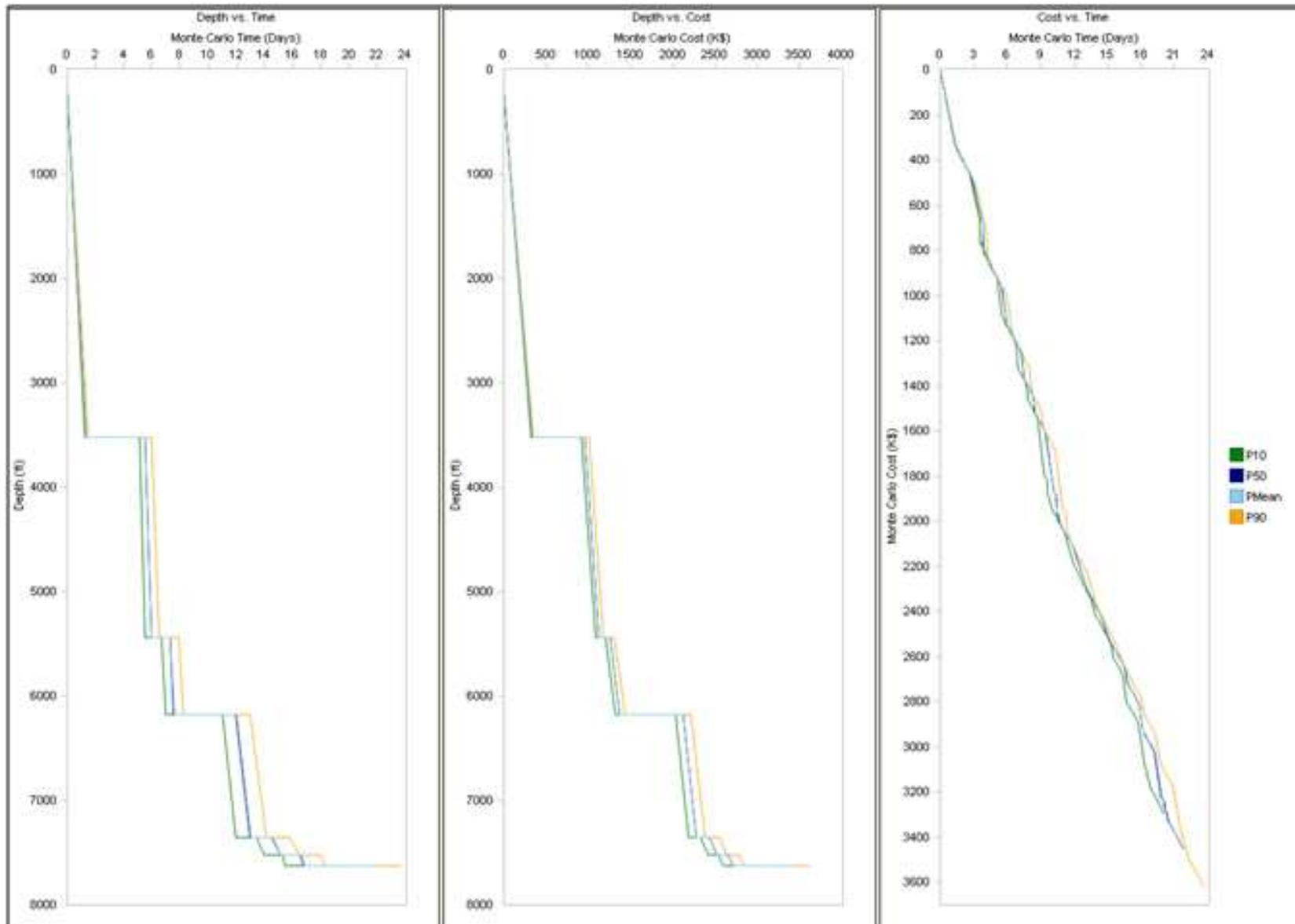
**CURVA DE AVANCE, POZO PROPUESTO VILLANO PERFIL
HORIZONTAL**



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

ANEXO No 19

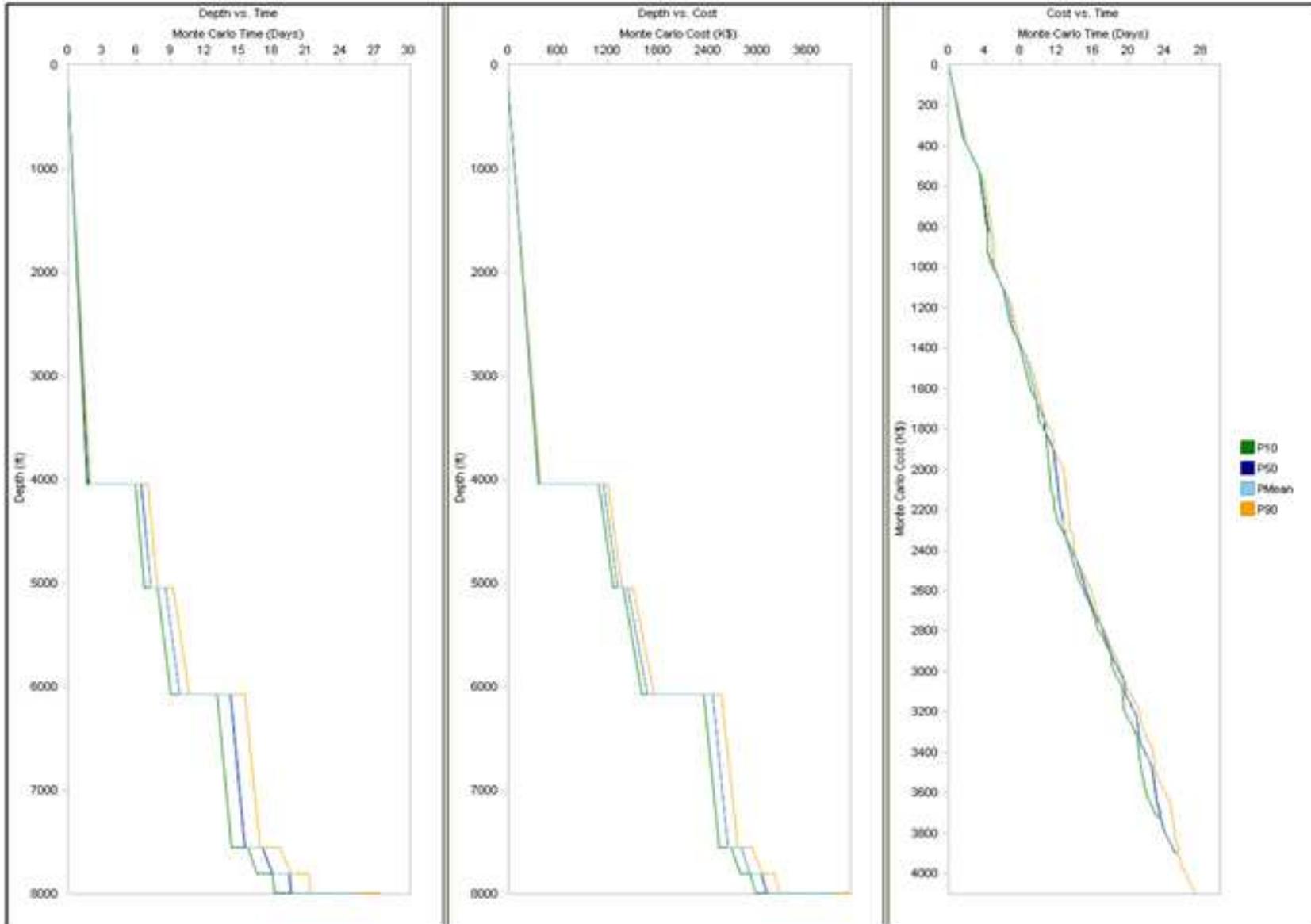
**CURVA DE AVANCE, POZO PROPUESTO YURALPA PERFIL
TIPO “S”**



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

ANEXO No 20

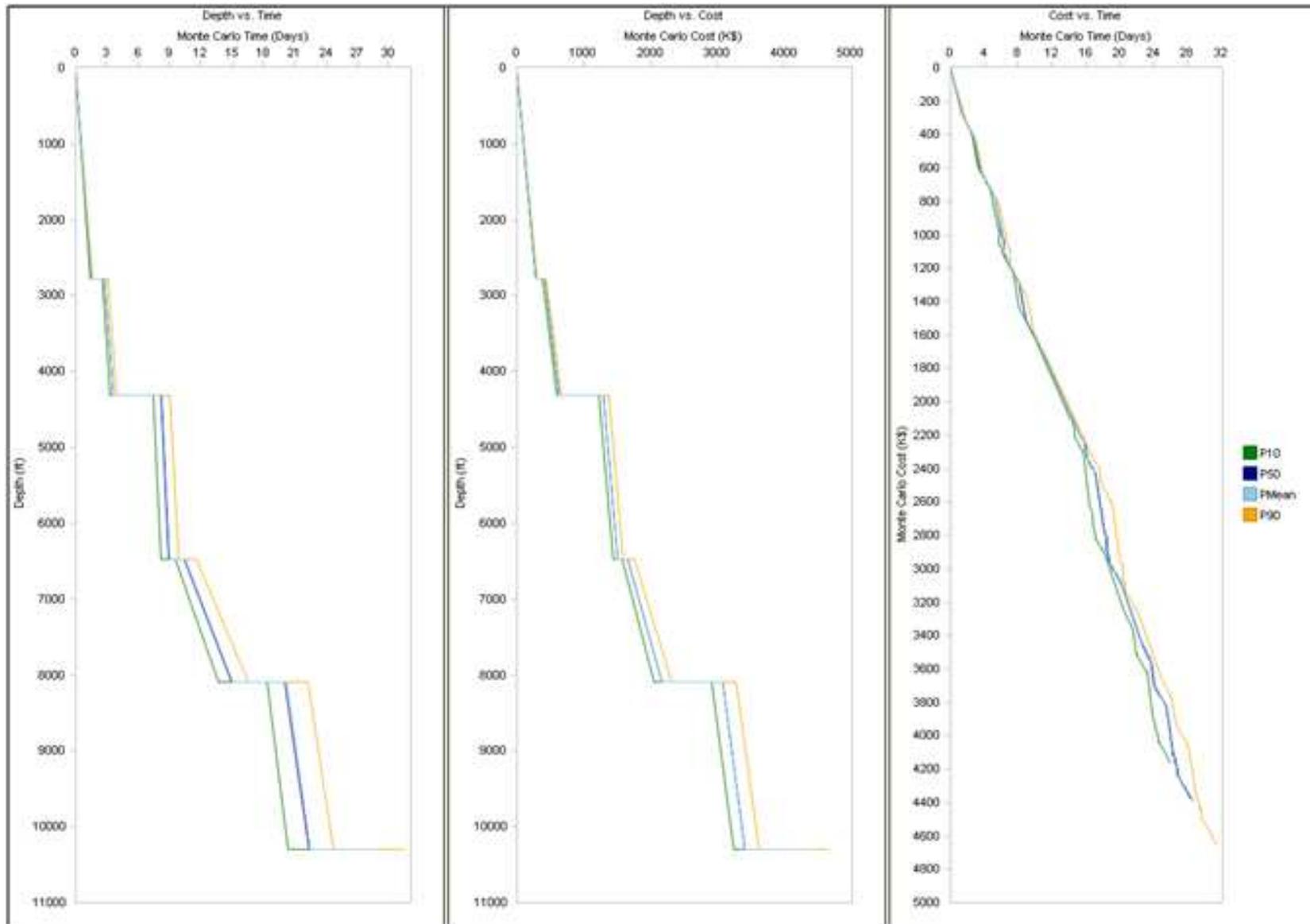
**CURVA DE AVANCE, POZO PROPUESTO YURALPA PERFIL
TIPO “J”**



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

ANEXO No 21

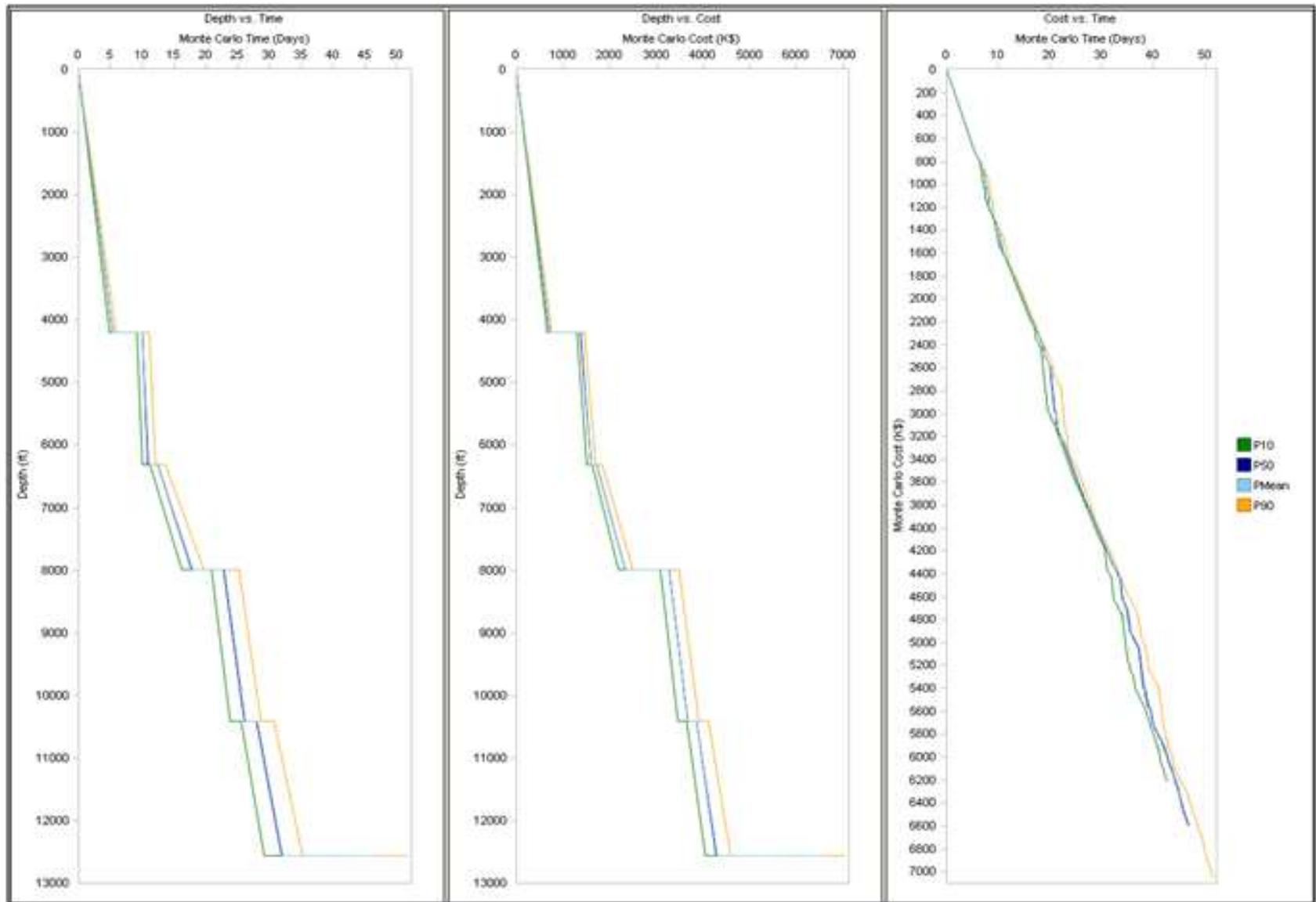
**CURVA DE AVANCE, POZO PROPUESTO SACHA PERFIL TIPO
“S”**



Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

ANEXO No 22

**CURVA DE AVANCE, POZO PROPUESTO SACHA PERFIL TIPO
HORIZONTAL**

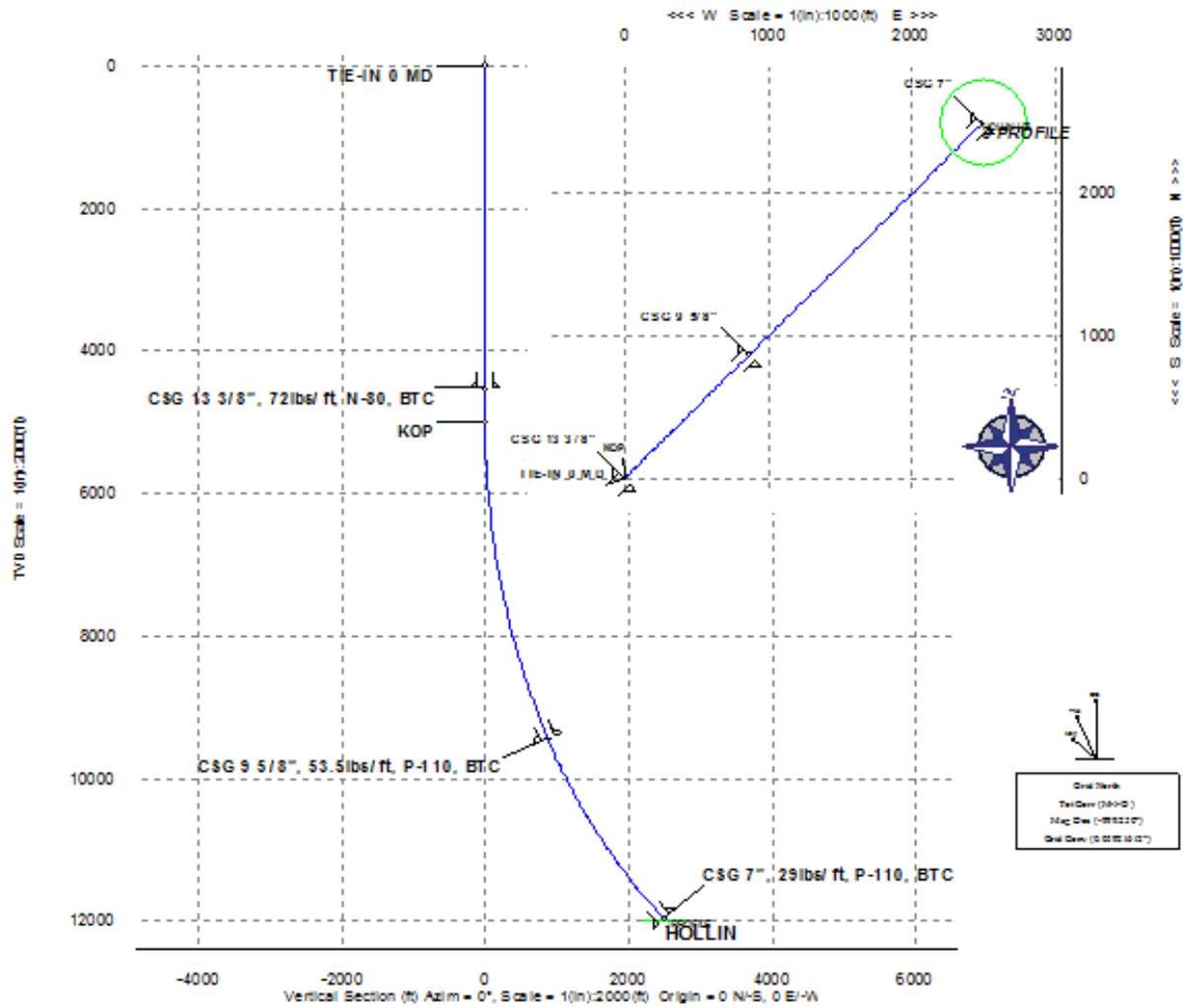


Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

ANEXO No 23

WALL PLOT, PERFIL J PROPUESTO, VILLANO

VILLANO				VILLANO				VILLANO			
DATE	TIME	BY	CHKD	DATE	TIME	BY	CHKD	DATE	TIME	BY	CHKD



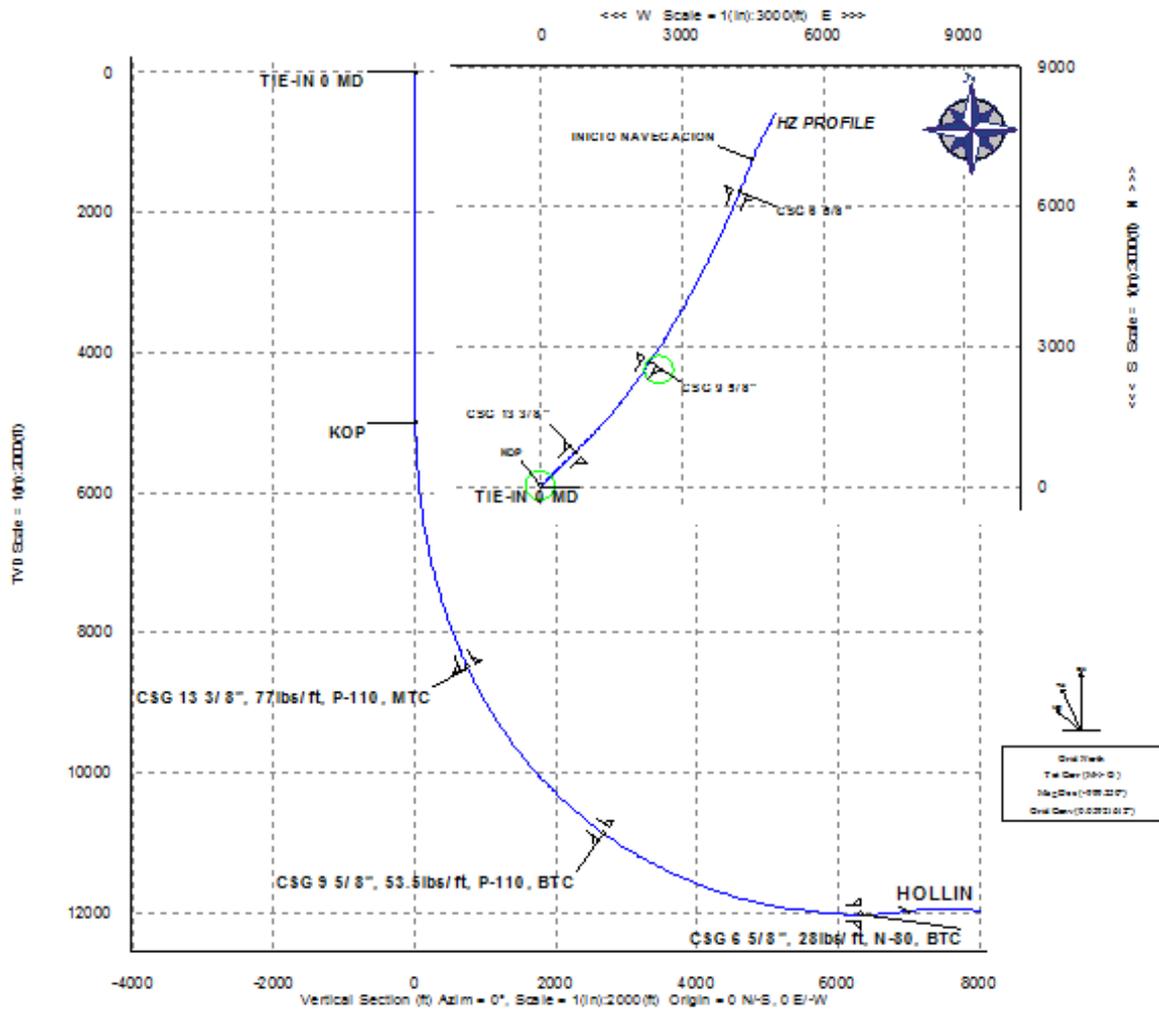
Critical Point	MD	INCL	AZIM	Critical Points				
				TVD	VSEC	N(° / S(°))	E(° / W(°))	DLS
TIE-IN 0 MD	0.00	0.00	45.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CSG 13 3/8", 72lbs/ft, N-80, BTC	4536.74	0.00	45.00	4536.74	0.00	0.00	0.00	0.00
KOP	5000.00	0.00	45.00	5000.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CSG 9 5/8", 53.5lbs/ft, P-110, BTC	9664.39	30.89	45.00	9441.88	867.81	867.81	867.81	0.66
CSG 7", 29lbs/ft, P-110, BTC	13104.15	53.67	45.00	11970.00	2493.26	2493.26	2493.26	0.66
HOLLIN	13115.98	53.75	45.00	11977.00	2500.00	2500.00	2500.00	0.66

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

ANEXO No 24

WALL PLOT, PERFIL HORIZONTAL PROPUESTO, VILLANO

PROYECTO	VILLANO	PROYECTO	VILLANO	PROYECTO	VILLANO
FECHA	15/05/2017	FECHA	15/05/2017	FECHA	15/05/2017
ELABORADO POR	ALVARO IZURIETA	ELABORADO POR	ALVARO IZURIETA	ELABORADO POR	ALVARO IZURIETA
REVISADO POR	CAROLINA ZAVALA	REVISADO POR	CAROLINA ZAVALA	REVISADO POR	CAROLINA ZAVALA



Critical Points								
Critical Point	MD	INCL	ABM	TVI	VSEC	N(=) S(=)	E(=) W(=)	DLS
TIE-IN 6 MD	0.00	0.00	65.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
KOP	5000.00	0.00	65.00	5000.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CSG 13 3/8", 77 lbs/ft, P-110, MTC	8696.89	22.28	65.00	8692.65	728.16	728.16	728.16	0.90
HOLLIN	9225.42	28.94	65.00	9000.00	100.000	100.000	1000.00	0.90
CSG 9 5/8", 53.5 lbs/ft, P-110, BTC	12171.56	58.82	33.60	10865.94	266.876	266.876	2218.27	0.76
CSG 6 5/8", 28 lbs/ft, N-80, BTC	16500.00	90.12	33.67	12012.55	621.232	621.232	6224.39	0.76
INICIO NAVEGACION	11977.00	95.52	21.01	11977.00	700.000	700.000	6500.00	0.76
SECCION HORIZONTAL	18262.56	84.68	22.12	11977.00	800.000	800.000	5000.00	1.60

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

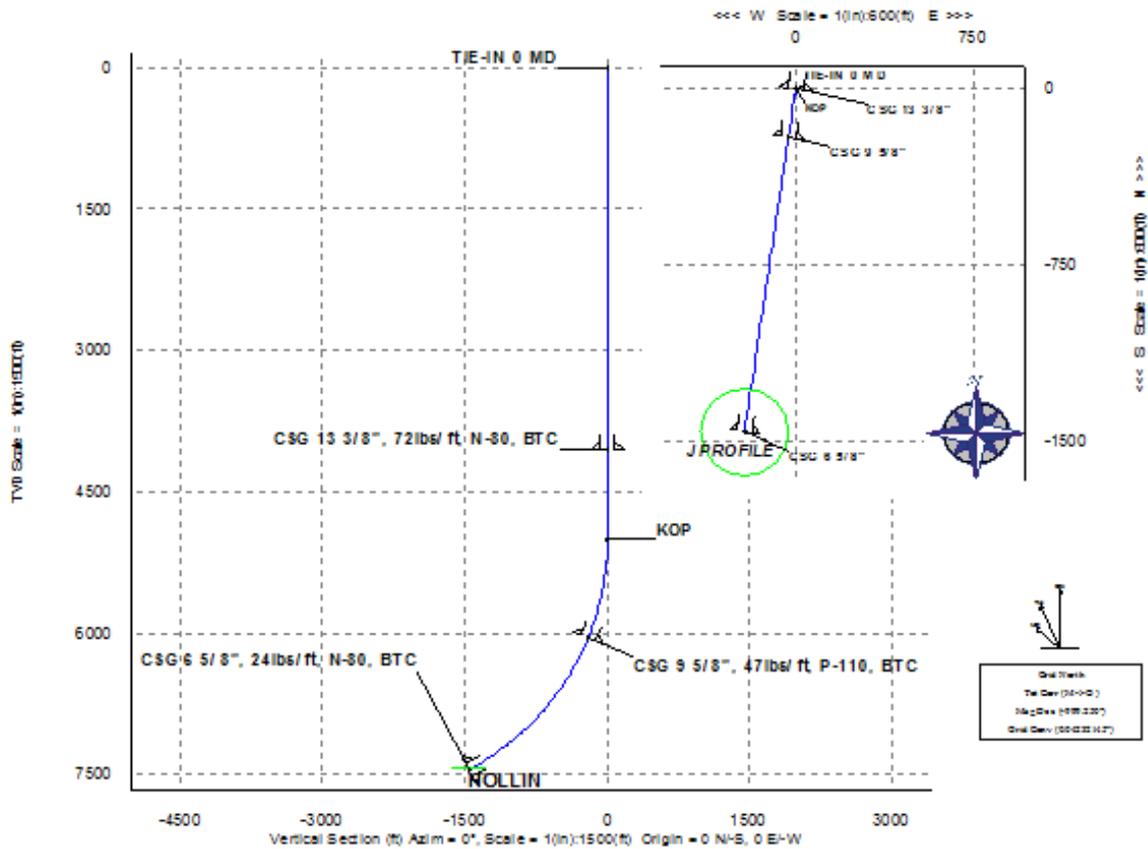
ANEXO No 25

WALL PLOT, PERFIL J PROPUESTO, YURALPA

YURALPA				YURALPA				YURALPA			
OPERATOR	WELL	WELL	WELL	OPERATOR	WELL	WELL	OPERATOR	WELL	WELL	OPERATOR	WELL

Surface Location
 Northing: 9889106.83 Easting: 230927.84

Target Name	Shape	Major Axis	N(+)/S(-)	E(+)/W(-)	TVD	VSec	N(+)/S(-)	E(+)/W(-)
HOLLIN	Circle	365.00	9888662.68	230862.28	7435.19	-1456.46	-1456.46	-215.15



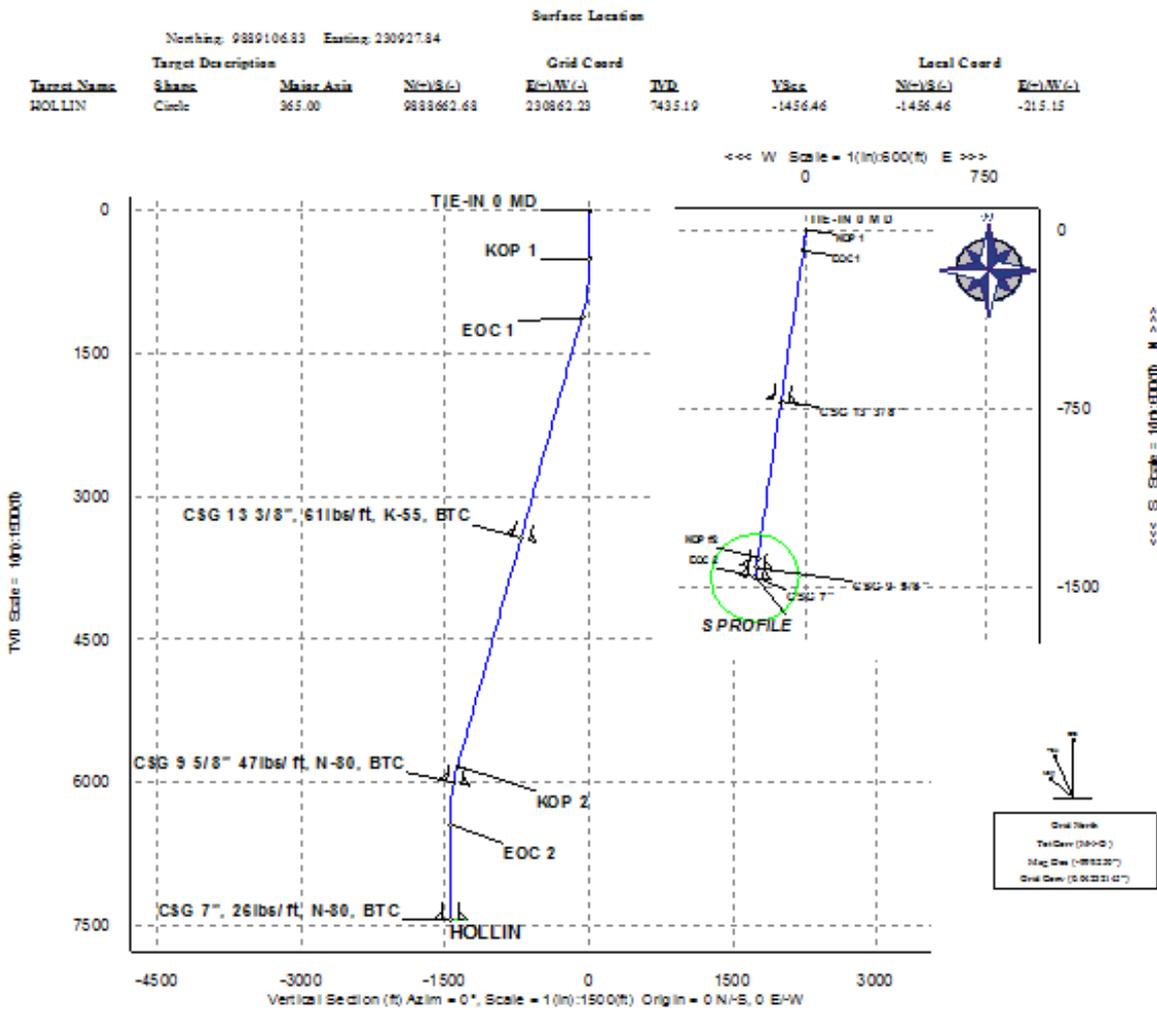
Critical Point	MD	INCL	AZIM	TVD	VSEC	N(+)/S(-)	E(+)/W(-)	DLS
Tie-In	0.00	0.00	188.40	0.00	0.00	0.00	0.00	
CSG 13 3/8", 72lbs/ft, N-80, BTC	4043.92	0.00	188.40	4043.92	0.00	0.00	0.00	0.00
KOP	5000.00	0.00	188.40	5000.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CSG 9 5/8", 47lbs/ft, P-110, BTC	6073.64	22.37	188.40	6046.58	-204.71	-204.71	-30.24	2.08
CSG 6 5/8", 24lbs/ft, N-80, BTC	7988.00	62.25	188.40	7433.83	-1453.94	-1453.94	-214.78	2.08
HOLLIN	7990.88	62.31	188.40	7435.19	-1456.46	-1456.46	-215.15	2.08

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

ANEXO No 26

WALL PLOT, PERFIL S PROPUESTO, YURALPA

YURALPA				YURALPA				YURALPA			
DEPARTMENT	PROJ	WELL	WELL	APPROVAL	DATE	APPROVAL	DATE	APPROVAL	DATE	APPROVAL	DATE
YURALPA	YURALPA	YURALPA	YURALPA	YURALPA	YURALPA	YURALPA	YURALPA	YURALPA	YURALPA	YURALPA	YURALPA



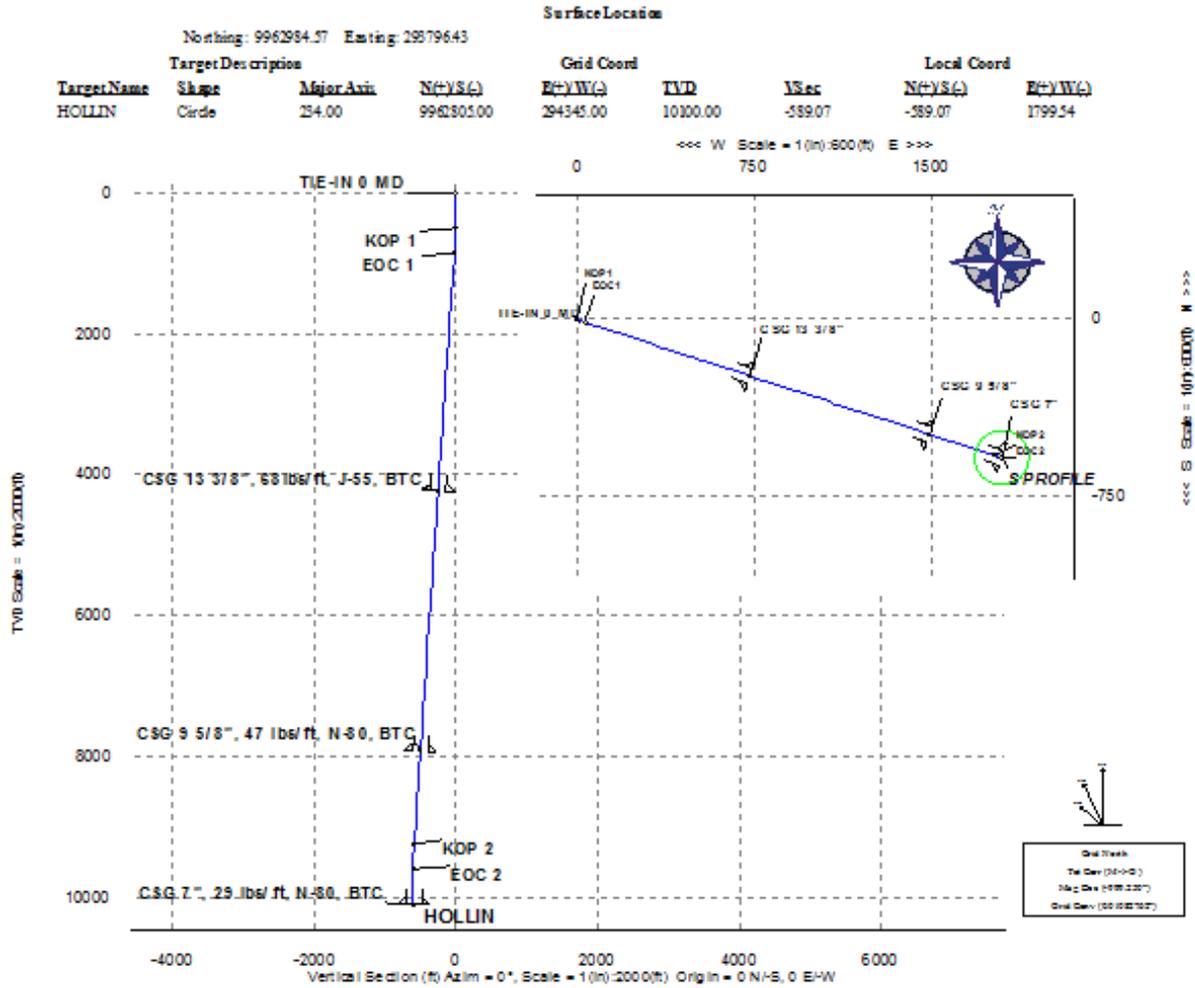
Critical Point	MD	INCL	AZIM	TVD	YSEC	N(=)S(=)	E(=)W(=)	DLS
Tie-In	0.00	0.00	188.40	0.00	0.00	0.00	0.00	
KOP	500.00	0.00	188.40	500.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EOC #1 (2D-S)	1119.68	15.49	188.40	1112.16	-82.37	-82.37	-12.17	2.50
CSG 13 3/8", 61lbs/ft, K-55, BTC	3521.70	15.49	188.40	3426.91	-717.07	-717.07	-105.93	0.00
KOP #2	6008.17	15.49	188.40	5823.03	-1374.09	-1374.09	-202.98	0.00
CSG 9 5/8" 47lbs/ft, N-30, BTC	6180.01	11.20	188.40	5990.20	-1413.32	-1413.32	-208.78	2.50
EOC #2	6627.85	0.00	188.40	6435.19	-1456.46	-1456.46	-215.15	2.50
CSG 7", 26lbs/ft, N-30, BTC	7625.00	0.00	188.40	7432.34	-1456.46	-1456.46	-215.15	0.00
HOLLIN	7627.85	0.00	188.40	7435.19	-1456.46	-1456.46	-215.15	0.00

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

ANEXO No 27

WALL PLOT, PERFIL S PROPUESTO, SACHA

SACHA				SACHA				SACHA			
OPERATOR	WELL	TRK	STRT	OPERATOR	WELL	TRK	STRT	OPERATOR	WELL	TRK	STRT



Critical Point	MD	INCL	AZIM	TVD	YSEC	N(+)/S(-)	E(+)/W(-)	DLS
TIE-IN 0 MD	0.00	0.00	108.13	0.00	0.00	0.00	0.00	
KOP 1	300.00	0.00	108.13	300.00	0.00	0.00	0.00	0.00
EOC 1	949.08	12.22	108.13	846.44	-11.54	-11.54	35.24	3.50
13 3/8", 68 lbs/ft, J-55, BTC	4315.02	12.22	108.13	4233.87	-239.72	-239.72	732.34	0.00
9 5/8", 47 lbs/ft, N-80, BTC	8091.11	12.22	108.13	7924.44	-483.33	-483.33	1491.31	0.00
KOP 2	9445.92	12.22	108.13	9248.56	-577.53	-577.53	1764.30	0.00
EOC 2	9795.00	0.00	108.13	9595.00	-589.07	-589.07	1799.54	3.50
7", 29 lbs/ft, N-80, BTC	10299.00	0.00	108.13	10099.00	-589.07	-589.07	1799.54	0.00
HOLLIN	10300.00	0.00	108.13	10100.00	-589.07	-589.07	1799.54	0.00

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala

ANEXO No 28

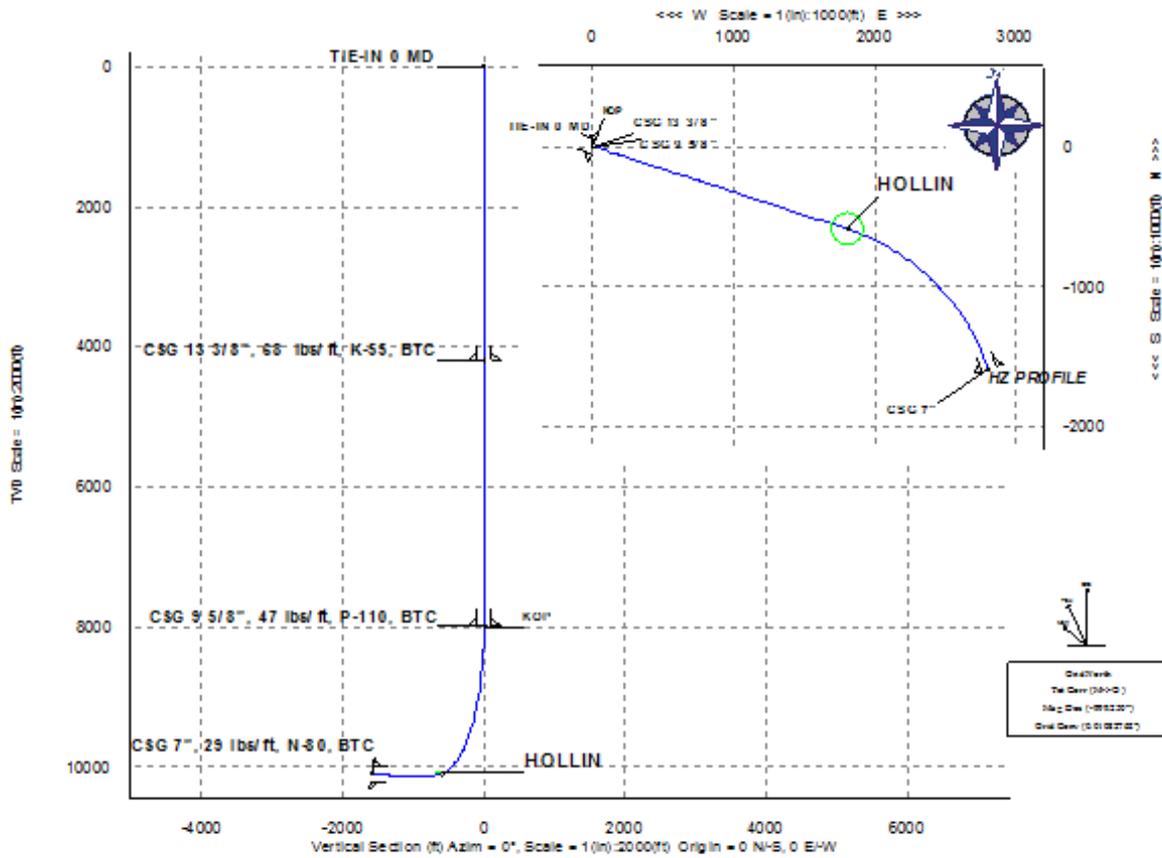
WALL PLOT, PERFIL HORIZONTAL PROPUESTO, SACHA

SACHA				SACHA				SACHA			
DATE	TIME	BY	APP	DATE	TIME	BY	APP	DATE	TIME	BY	APP

Surface Location

Nothing: 9962984.57 Easting: 293796.43

Target Description		Grid Coord			Local Coord			
TargetName	Shape	Major Axis	N(+) / S(-)	E(+) / W(-)	TVD	VSec	N(+) / S(-)	E(+) / W(-)
HOLLIN	Circle	234.00	9962805.00	294345.00	10100.00	-589.07	-589.07	1799.54



Critical Point	MD	INCL	AZIM	TVD	VSEC	N(+) / S(-)	E(+) / W(-)	DLS
TIE-IN 0 MD	0.00	0.00	108.13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CSG 13 3/8", 68 lbs/ft, K-55, BTC	4201.48	0.00	108.13	4201.48	0.00	0.00	0.00	0.00
CSG 9 5/8", 47 lbs/ft, P-110, BTC	7986.16	0.00	108.13	7986.16	0.00	0.00	0.00	0.00
KOP	8000.00	0.00	108.13	8000.00	0.00	0.00	0.00	0.00
HOLLIN	11098.21	84.08	108.13	10100.00	-589.07	-589.07	1799.54	2.71
CSG 7", 29 lbs/ft, N-80, BTC	12566.71	95.91	161.87	10100.00	-1589.05	-1589.05	2798.69	3.74
NAVEGACION	12567.71	95.92	161.90	10100.00	-1589.00	-1589.00	2799.00	3.74

Elaborado por: Álvaro Izurieta, Carolina Zavala