

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA VCD (VISUALIZACIÓN CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN) EN LA ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DE UNA LOCALIZACIÓN DEL CAMPO SINCO DE LA UNIDAD EXPLOTACIÓN BARINAS DEL DISTRITO SUR DE PDVSA.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo
Por los Brs: Arellano L. Taymara R.
Coello P. Pablo C.

Caracas, Octubre de 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA VCD (VISUALIZACIÓN CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN) EN LA ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DE UNA LOCALIZACIÓN DEL CAMPO SINCO DE LA UNIDAD EXPLOTACIÓN BARINAS DEL DISTRITO SUR DE PDVSA.

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Bueno G, Norberto

TUTORES INDUSTRIALES: Ing. Antonio Farias

Ing. Luis Rodríguez

Presentado ante la Ilustre

Universidad Central de

Venezuela para optar al Título

De Ingeniero de Petróleo

Por los Brs: Arellano L. Taymara R.

Coello P. Pablo C.

Caracas, Octubre de 2002.

DEDICATORIA

*A Dios y María Santísima por habernos dado
vida y salud para ver cumplida una de
nuestras grandes metas*

*A nuestras familias que representan
el centro de nuestras vidas.*

*A nuestros padres y hermanos quienes nos
apoyaron desde un principio y han
estado a nuestro lado orientándonos
y aconsejándonos a lo largo
de toda la trayectoria de nuestra carrera.*

AGRADECIMIENTOS

A mis padres y hermanos, a quienes siempre llevo presentes y quienes han vivido conmigo alegrías y tristezas.

A mi hermano del alma Danilo Freitez, por su gran apoyo, cariño y buenos consejos.

A mis tíos Silvestre Vivas y Noris de Vivas, quienes me apoyaron y guiaron con sus consejos hacia el camino del éxito.

A la Universidad Central de Venezuela, en especial la Escuela de Petróleo, Facultad de Ingeniería por los conocimientos adquiridos durante toda la carrera.

A Petróleos de Venezuela S.A., por brindarme la oportunidad de realizar el Trabajo Especial de Grado y las facilidades necesarias para la ejecución del mismo.

Al Ingeniero Freddy Pérez, por darme la oportunidad de formar parte de su equipo de trabajo.

Al tutor académico Luis Norbeto Bueno, por sus asesorías y buenos consejos.

Al tutor industrial Ingeniero Antonio Faria, por su apoyo técnico.

Al Ingeniero Luis Rodríguez, por su constante y gran asesoría para la realización de nuestro trabajo especial de grado

A Pérez Salvador y Patiño José, por su gran apoyo, compañía y ayuda en la realización de éste trabajo.

A mis amigos Zamora Oswaldo, Busto Trina, Coello Pablo y Dos Santos Auribel por haberme apoyado durante toda la carrera.

Agradecimientos

A mis compañeros de la universidad y amigos en especial Melendez Nelly, quienes de manera desinteresada me brindaron su gentil ayuda.

A los Ingenieros Danilo, Canchica, Oscar Bautista, Edgar, José Páez, Samuel, Suárez, Herman, Caligiore, Hernan Silva, Javier Alvarez, Bracho y José Pérez por su colaboración durante la realización de este trabajo.

A la familia Roa y en especial a Olga de Roa, quienes me brindaron su apoyo para poder lograr esta meta.

A todas aquellas personas que de una u otra manera ayudaron a la realización de este trabajo.

Taymara Arellano

AGRADECIMIENTOS

A Dios por iluminarme, darme salud y entendimiento para lograr esta meta de mi vida.

A mis padres Pablo y María por darme la vida, orientarme y aconsejarme desde que nací.

A mis hermanos Rosa, Belkis, Antonio, Daniel y especialmente a Ysabel por apoyarme, darme sus consejos y compañía cada vez que los necesité.

A mi novia Scarlett por estar siempre a mi lado y brindarme su amor en todo momento.

A la Universidad Central de Venezuela, en especial la Facultad de Ingeniería por los conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera.

A PDVSA, por brindarme la oportunidad de realizar mi Trabajo Especial de Grado y las facilidades necesarias para la ejecución del mismo.

Al Ingeniero Freddy Pérez, por darme la oportunidad de formar parte de su grupo de trabajo.

Al ingeniero Luis Norbeto Bueno, por sus asesorías y buenos consejos.

Al Ingeniero Antonio Faria, por su apoyo técnico.

Al Ingeniero Luis Rodríguez, por su constante y gran asesoría.

A los Ingenieros Danilo, Canchica, Oscar Bautista, Edgar, José Páez, Samuel, Suárez, Herman, Caligiore, Herman Silva, Javier Álvarez, Bracho y José Pérez por su colaboración durante la realización de este trabajo.

Agradecimientos

A mis primos Juancho y Andres por ser también mis hermanos y brindarme un hogar en todo momento.

A mis amigos Jhonny, Oswaldo, Trina, Auribel, Taymara, Patiño, Salvador, Nelly y Cesar quienes me ayudaron y brindaron su amistad.

A mis tíos Carlos, Vivian, Josefina, Maruja, Yolanda, Mecha por darme ánimo para seguir adelante en los momentos difíciles.

A todas aquellas personas que de una u otra manera me ayudaron a la realización de este trabajo.

Coello P. Pablo C.

Arellano L., Taymara R.

Coello P., Pablo C.

**APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA VCD (VISUALIZACION
CONCEPTUALIZACION Y DEFINICION) EN LA ELABORACION DEL
PROGRAMA DE PERFORACION DE UNA LOCALIZACIÓN DEL CAMPO
SINCO DE LA UNIDAD EXPLOTACIÓN BARINAS DEL DISTRITO SUR DE
PDVSA.**

Tutor Académico: Prof. Luis Norberto Bueno Gómez. Tutor Industrial Ing. Antonio Farias. Tesis. Caracas, UCV. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2002. 256 p.

Palabras Claves: Proyecto, Visualización, Conceptualización, Definición, Perforación.

Resumen. La metodología VCD (Visualización, Definición y Conceptualización), nace como resultado de la adopción de mejores prácticas originadas de análisis comparativos realizados por IPA “Independent Project Analysis”, donde se determinó la importancia y urgencia de evaluar la definición y complejidad de los proyectos para la toma de decisiones. Este esquema de trabajo se ha implantado en la organización de perforación y subsuelo de PDVSA desde enero del 2000. Con este objetivo se realizó el programa de construcción y mantenimiento del pozo perteneciente a la localización SIN-2X2 del Campo Sinco, Distrito Sur, Unidad de Explotación Barinas, involucrando todos los actores en cada una de las fases del proyecto, optimizando el costo y minimizando el tiempo manteniendo los niveles de calidad.

INDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	01
1. PROYECTO	03
1.1 ALCANCE DE UN PROYECTO	05
1.2 PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO	05
1.3 FASES DE UN PROYECTO	07
1.3.1 Fase conceptual.....	07
1.3.2 Fase planificación.....	08
1.3.3 Fase ejecución.....	08
1.3.4 Fase completación.....	08
1.4 ESTIMADOS DE COSTOS DE PROYECTOS	09
1.4.1 Estimados de Costo clase V (Orden de Magnitud).....	09
1.4.2 Estimados de costo clase IV (Conceptual).....	10
1.4.3 Estimados de costo clase III (Preliminar).....	10
1.4.4 Estimados de costo clase II (Definitivo).....	11
1.4.5 Estimados de costo clase I (Control).....	11
2. VISUALIZACIÓN, CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN (VCD)	13
VISUALIZACIÓN CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN DE PROYECTOS (VCD)	13
3. PERFORACIÓN DIRECCIONAL	17
3.1 FUNDAMENTOS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL	17
3.2 TECNOLOGÍA DE POZOS HORIZONTALES	17
3.3 TIPOS DE POZOS HORIZONTALES	18
3.3.1 Pozos Horizontales Radio Largo.....	18

3.3.2	Pozos Horizontales Radio Medio.....	18
3.3.3	Pozos Horizontales Radio Corto.....	18
3.4	TÉCNICAS DE COMPLETACIÓN HORIZONTAL.....	20
3.4.1	Completación a Hoyo Abierto.....	20
3.4.2	Completación con Forro Ranurado.....	20
3.4.3	Forros con Aislamientos Parciales.....	21
3.4.4	Forros Cementados y Perforados.....	21
3.4.5	Empaque con Grava.....	21
3.5	VENTAJAS EN LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE POZOS HORIZONTALES.....	22
3.6	FACTORES DE DISEÑOS.....	22
3.7	EVOLUCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DIRECCIONALES.....	23
3.7.1	MWD “MEASUREMENT WHILE DRILLING”.....	24
3.7.1.1	Sistema de Poder.....	24
3.7.1.2	Sistema de Telemetría.....	25
3.7.1.3	Sensores Direccionales.....	25
3.7.2	LWD “Logging While Drilling”.....	25
4.	GEOMECÁNICA DE ROCAS.....	27
4.1	APLICACIONES GEOMECÁNICAS.....	27
4.2	DEFORMACIÓN.....	28
4.3	ESFUERZOS.....	28
4.3.1	Esfuerzos Geoestáticos.....	28
4.3.2	Esfuerzos Efectivos.....	29

4.4	COMPORTAMIENTO ESFUERZO-DEFORMACIÓN, MECANISMO CRITERIO DE FALLAS.....	29
5.	DISEÑO DE REVESTIDORES.....	32
5.1	DEFINICIÓN Y FUNCIÓN DE LOS REVESTIDORES.....	32
5.1.1	Conductor.....	32
5.1.2	Tubería de Revestimiento.....	32
5.1.2.1	Revestidor de Superficie.....	32
5.1.2.2	Revestidor intermedio y camisa de perforación.....	32
5.1.2.3	Revestidor y camisa de producción.....	33
5.2	MÉTODO DE DISEÑO CONVENCIONAL Y VIDA DE SERVICIO.	34
5.3	ASPECTOS DE MATERIALES Y CONEXIÓN DE LOS TUBULARES.....	34
5.4	PARÁMETROS DEL DISEÑO.....	38
5.5	DISEÑO DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO.....	40
5.6	CONDICIÓN INICIAL O CASO DE CARGA.....	41
5.7	CONSIDERACIONES DE DISEÑO.....	41
6	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS.....	49
6.1	CONCEPTOS BÁSICOS.....	49
6.2	MODELO ECONÓMICO.....	58
6.3	ESTRUCTURA GENERAL DEL MODELO ECONÓMICO.....	59
DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA VCD Y ANÁLISIS DE RESULTADOS		
7	ÁREA DE ESTUDIO.....	60

7.1	DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	60
7.2	UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO SINCO	61
7.3	ANTECEDENTES	63
7.4	HISTORIA SEDIMENTARIA	65
7.5	ESTRATIGRAFÍA LOCAL	69
7.5.1	Formación Escandalosa.....	69
7.5.2	Formación Navay: Miembro la Morita.....	70
7.5.3	Formación Navay: Miembro Quevedo.....	70
7.5.4	Formación Burgüita.....	70
7.5.5	Formación Gobernador (Eoceno Medio).....	70
7.5.6	Formación Pagüey (Eoceno Medio Tardío).....	70
7.5.7	Grupo Guayabo: Formaciones Parángula y Río Yuca (Mioceno)....	71
7.6	DESCRIPCIÓN DE YACIMIENTOS	76
7.7	COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA	79
7.7.1	Compresibilidad del Petróleo.....	79
7.7.2	Compresibilidad del Agua.....	79
7.8	PRODUCCIÓN	79
7.9	PRESIONES	79
8	METODOLOGÍA GENERAL	81
8.1	OBJETIVO GENERAL	81
8.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	81
8.3	GENERALIDADES	81
9	REQUERIMIENTOS FUNCIONALES	90

9.1	USO Y TIPO DE POZO.....	90
9.2	OBJETIVO DE LA CORPORACIÓN.....	90
9.3	OBJETIVO DE LA UNIDAD DE EXPLOTACIÓN.....	90
9.4	OBJETIVOS DE PERFORACIÓN.....	92
10	INGENIERÍA CONCEPTUAL.....	93
10.1	REQUERIMIENTO E INFORMACIÓN DISPONIBLE DEL PROYECTO.....	93
10.1.1	Gradiente de presión de poro, fractura y temperatura.....	93
10.1.2	Presión de fondo fluvente de diseño y método de producción...	95
10.1.3	Caracterización de fluido y roca.....	95
10.1.4	Planes para trabajos de estimulación, inyección y levantamiento.....	95
10.1.5	Prognosis de intervalos productores y radio de drenaje.....	96
10.1.6	Requerimientos de monitoreo de fondo y superficie.....	96
10.1.7	Análisis comparativo de la información de pozos vecinos.....	96
10.1.8	Éxito volumétrico y mecánico.....	102
10.1.9	Estrategia de aplicación de nuevas tecnología y mejores prácticas.....	108
10.2	CUMPLIMIENTO DE LOS REQUERIMIENTOS FUNCIONALES	109
10.2.1	Visión y definición de la completación mecánica preliminar.....	109
10.2.2	Visión y definición de la trayectoria y geomecánica regional....	109
10.2.3	Visión y definición del dimensionamiento de revestidores.....	109
10.2.4	Visión y definición de la geometría de los hoyos.....	109

10.2.5	Visión y definición del uso de fluidos, mechas y ensamblajes de fondo.....	110
10.2.6	Visión y definición de las estrategias de negocio.....	110
10.2.7	Análisis conceptual de construcción, mantenimiento y operación.....	111
10.2.8	Estimación de costos a nivel conceptual para base de recursos..	111
11	INGENIERÍA BÁSICA.....	112
11.1	DISEÑO BÁSICO DE LA ARQUITECTURA DEL POZO.....	112
11.1.1	Diseño de completación.....	112
11.1.2	Diseño de Trayectoria.....	112
11.1.3	Diseño de revestidores y hoyos.....	115
11.1.4	Definición general de requerimientos de equipos, mechas, etc..	118
11.1.5	Diseño general de fluido, cementación, mechas y sartas.....	118
11.2	ESTIMACIÓN DE BASE DE CONOCIMIENTO (COMPETENCIAS REQUERIDAS).....	120
11.3	ESTIMACIÓN DE PRODUCTIVIDAD.....	121
11.4	ESTIMACIÓN DE TIEMPO Y COSTO.....	122
12	REQUERIMIENTOS FUNCIONALES.....	127
12.1	USO Y TIPO DE POZO.....	127
12.2	OBJETIVOS DE LA CORPORACIÓN.....	127
12.3	OBJETIVOS DE LA UNIDAD DE EXPLOTACIÓN.....	127
12.4	OBJETIVOS DE PERFORACIÓN.....	128
13	INGENIERÍA CONCEPTUAL.....	130

13.1 REQUERIMIENTO E INFORMACIÓN DISPONIBLE DEL PROYECTO.....	130
13.1.1 Gradiente de presión de poro, fractura y temperatura.....	130
13.1.2 Presión de fondo fluyente de diseño y método de producción	132
13.1.3 Caracterización de fluido y roca.....	132
13.1.4 Planes para trabajos de estimulación, inyección. y levantamiento.....	132
13.1.5 Prognosis de intervalos productores y radio de drenaje.....	132
13.1.6 Requerimiento de monitoreo de fondo y superficie.....	133
13.1.7 Análisis comparativo de la información de pozos vecinos.....	133
13.1.8 Cálculo de éxito volumétrico y mecánico.....	139
13.1.9 Estrategias de aplicación de nuevas tecnologías y mejores prácticas.....	145
13.2 CUMPLIMIENTO DE LOS REQUERIMIENTOS FUNCIONALES	145
13.2.1 Visión y definición de la completación mecánica preliminar....	145
13.2.2 Visión y definición de la trayectoria y geomecánica regional....	145
13.2.3 Visión y definición del dimensionamiento de revestidores.....	145
13.2.4 Visión y definición de la geometría de los hoyos.....	146
13.2.5 Visión y definición del uso de fluidos, mechas y ensamblajes de fondo.....	146
13.2.6 Visión y definición de las estrategias de negocio.....	146
13.2.7 Análisis conceptual de construcción, mantenimiento y operación.....	147

13.2.8	Estimación de costo a nivel conceptual para base de recursos....	147
14.	INGENIERÍA BÁSICA.....	148
14.1	DISEÑO BÁSICO DE LA ARQUITECTURA DEL POZO.....	148
14.1.1	Diseño de completación.....	148
14.1.2	Diseño de trayectoria.....	148
14.1.3	Diseño de revestidores.....	149
14.1.4	Diseño de hoyos.....	151
14.1.5	Definición general de requerimientos de equipos y mechas.....	151
14.1.6	Diseño general de fluidos, cementación, mechas, sartas y cañoneo.....	151
14.2	ESTIMACIÓN DE BASE DE CONOCIMIENTO.....	153
14.3	ESTIMACIÓN DE PRODUCTIVIDAD.....	154
14.4	ESTIMACIÓN DE TIEMPO Y COSTO.....	155
14.5	ESTRATEGIA DE CONTRATACIÓN Y PRESELECCIÓN DE EMPRESAS.....	156
14.6	ANÁLISIS GENERAL DE:	
14.6.1	Operación.....	157
14.6.2	Mantenimiento.....	157
14.6.3	Construcción.....	157
14.7	TRAMITAR PERMISOLOGÍA Y APROBACIONES.....	158
14.8	REVISIÓN Y DISEÑO DE LOCALIZACIÓN.....	158
14.9	PROCURA DE MATERIALES DE LARGO TIEMPO DE ENTREGA.....	159

15. INGENIERÍA DETALLE.....	160
15.1 DISEÑO DETALLADO DE LA ARQUITECTURA DEL POZO....	160
15.1.1 Completación.....	160
15.1.2 Trayectoria y problemática de estabilidad de hoyo.....	160
15.1.3 Revestidores.....	168
15.1.4 Geometría de Hoyos.....	176
15.1.5 Fluidos de perforación.....	177
15.1.6 Cementación.....	180
15.1.7 Mechas.....	186
15.1.8 Sartas de Perforación.....	188
15.1.9 Cañoneo.....	191
15.2 EQUIPO DE TRABAJO Y SUS ROLES.....	192
15.2.1 Líder de proyecto.....	192
15.2.2 Ingeniero VCD.....	192
15.2.3 Ingeniero de fluido.....	193
15.2.4 Ingeniero de cementación.....	194
15.2.5 Ingeniero de completación.....	194
15.2.6 Ingeniero de operaciones del proyecto.....	195
15.2.7 Geología.....	195
15.2.8 Yacimiento.....	195
15.2.9 Producción.....	196
15.3 ESTIMADO DE TIEMPO Y COSTO (CLASE II).....	196
15.4 ESTRATEGIA DE CONTRATACIÓN Y SELECCIÓN DE EMPRESAS.....	198
15.5 INTEGRACIÓN DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN.....	200
16. ANÁLISIS DE OPERACIÓN.....	207

16.1	PREDICCIÓN DE LOS SISTEMAS DE OPERACIÓN DEL POZO.....	207
16.2	VENTANA OPERACIONAL PARA PREVENIR EFECTOS NO DESEADOS POR LOS EFECTOS GEOMECÁNICOS E HIDRÁULICOS A QUE SE SOMETERÁ EL POZO.....	207
16.3	PREDICCIÓN DE LOS POTENCIALES CAMBIOS DE REQUERIMIENTO FUNCIONALES	208
16.4	RECONCEPTUALIZACIÓN DEL POZO.....	208
16.5	PREDICCIÓN DE LA RUTINA DE MANTENIMIENTO - PREVENTIVO.....	208
17.	ANÁLISIS DE MANTENIMIENTO.....	210
17.1	PREDICCIÓN DE INTERVENCIONES DEBIDO A REQUERIMIENTOS MECÁNICOS.....	210
17.2	INVERSIÓN DE CAPITAL EN COMPLETACIÓN ORIGINAL PARA MÁXIMA ESTIMULACIÓN VERSUS PLANIFICAR FRAC TURA O REHABILITAR.....	210
18.	ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN.....	211
18.1	PROGRAMACIÓN DETALLADA POR ACTIVIDAD CON HITOS APROBATORIOS POR COMUNIDAD DE CONOCIMIENTO.....	211
18.1.1	Mudanza.....	211
18.1.1.1	Recursos requeridos para el logro del objetivo.....	211
18.1.1.2	Responsabilidad del equipo de trabajo.....	211

18.1.1.3	Puntos de atención.....	211
18.1.1.4	Distribución de tiempo y costo correspondiente a la mudanza del taladro CLIFFS-42 ,Loc. Sin-2X2	212
18.1.2	Sección Superficial.....	212
18.1.2.1	Recursos Requeridos para el logro del objetivo....	212
18.1.2.2	Responsabilidades del Equipo de Trabajo.....	212
18.1.2.3	Puntos de Atención.....	212
18.1.2.4	Distribución de tiempo y costo correspondiente a la fase de Superficie	212
18.1.3	Sección de Producción.....	213
18.1.3.1	Recursos Requeridos para el logro del objetivo....	213
18.1.3.2	Responsabilidades del Equipo de Trabajo.....	213
18.1.3.3	Puntos de Atención.....	213
18.1.3.4	Distribución de tiempo y costo correspondiente a la fase de producción.....	214
18.1.4	Completación.....	214
18.1.4.1	Recursos Requeridos para el logro del objetivo.....	214
18.1.4.2	Responsabilidades del Equipo de Trabajo.....	214
18.1.4.3	Distribución de tiempo y costo correspondiente a la completación.....	214
18.1.5	Análisis del proceso de perforación.....	215
18.1.5.1	Tiempo.....	215
18.1.5.2	Costo.....	215

18.2	REQUERIMIENTOS DE EQUIPOS Y MATERIALES.....	216
18.2.1	Hoyo de Superficie.....	216
18.2.2	Hoyo de Producción.....	216
18.3	ESTRUCTURA DE RECURSOS COMPETENCIAS REQUERIDAS Y ROLES.....	217
18.4	PLAN DE SEGURIDAD HIGIENE Y AMBIENTE (SHA).....	218
19.	ANÁLISI DE RENTABILIDAD.....	223
19.1	ESTABLECER ESTRUCTURA DE COSTO DEL PROYECTO...	223
19.2	PLAN DE DESEMBOLSOS.....	224
19.3	ANÁLISIS DE RIESGO Y ÁRBOLES DE DECISIÓN.....	224
19.4	DIAGRAMA ARAÑA Y TORNADO.....	227
19.4.1	Diagrama Araña.....	229
19.4.2	Diagrama tornado.....	230
19.5	COSTO DE GENERACIÓN DE POTENCIAL.....	231
	CONCLUSIONES.....	232
	RECOMENDACIONES.....	233
	BIBLIOGRAFÍA.....	234
	NOMENCLATURAS Y SIMBOLOS.....	236
	GLOSARIO.....	241
	APÉNDICES	
A.-	Tiempos de Operación y” Stick Chart”	
B.-	Métricas de Yacimiento y Pozo	
C.-	Curvas de Profundidad vs Tiempo estimadas	
D.-	Costo Basado en Actividades	

E.- Informe direccional y de colisión

LISTA DE ECUACIONES

5.7.1 Factor de diseño de colapso.....	42
5.7.2 Presión de Colapso.....	43
5.7.3 Factor de diseño para estallido.....	43
5.7.4 Presión interna de estallido.....	43
5.7.5 Factor de flotabilidad.....	45
5.7.6 Fuerza asociada a cambios de temperaturas.....	46
6.1 Flujo de caja efectivo.....	49
6.2 Ingresos.....	49
6.3 Regalías.....	53
6.4 Valor Mercantil.....	54
6.5 Impuesto Sobre la Renta.....	54
6.6 Valor Presente Neto.....	55
6.7 Tasa Interna de Retorno.....	56
6.8 Eficiencia de Inversión.....	57
11.1 Tiempo a la profundidad medida.....	122
11.2 Tiempo corregido a la profundidad medida.....	123
19.1 Costo de generación de potencial.....	231

LISTA DE FIGURAS

1.1 Partes de un Proyecto.....	04
1.2 Tipos de estimados de Costos.....	09
1.3 Ciclo de Vida de un Proyecto.....	12
2.1 Esquema de implantación del VCD.....	13
2.2 Mesas Integradas.....	14
2.3 Modelo de Relaciones VCD (1).....	15
2.4 Modelo de Relaciones VCD (2).....	16
3.1 Tipos de pozos horizontales según radio de construcción.....	19
4.1 Curva Efecto Deformación Completa, característica para Rocas.....	30
5.1 Tipos de Revestidores.....	33
5.2 Características típicas de una tubería.....	37
5.3 Secuencias usuales de diámetros de los revestidores, mechas y hoyos.....	39
5.4 Representación de la dirección de fuerzas en Colapso.....	42
5.5 Representación de la dirección de fuerzas de Estallido.....	43
5.6 Efecto de Tensión.....	44
5.7 Esfuerzos simultáneos que actúan en las tuberías.....	45
5.8 Efecto de la Temperatura.....	46
5.9 Efecto del Abombamiento.....	47
5.10 Efecto de Flexión.....	48
7.1 Cuenca de Venezuela.....	60
7.2 Rasgo Sobresaliente de la Cuenca Barinas-Apure.....	61
7.3 Ubicación del Área Estudio.....	62
7.4 Campos del Área de Barinas.....	62

7.5 Estratigrafía del Campo Sinco.....	71
8.1 Flujograma VCD.....	82
10.1 Presión de Poros y Gradientes de Fractura.....	94
10.2 Escalas de las Métricas.....	105
10.3 Flujograma de Generación de Métricas.....	107
11.1 Plan direccional.....	113
11.2 Anticollision.....	114
11.3 .Esquema Mecánico Propuesto N°1.....	116
11.4 Esquema Mecánico Propuesto N°2.....	116
11.5 Esquema Mecánico Propuesto N°3.....	117
13.1 Presión de Poros y Gradientes de Fractura.....	131
13.2 Escalas de las Métricas.....	142
13.3 Flujograma de Generación de Métricas.....	144
14.1 Comportamiento de Producción de los Pozos vecinos a la Loc. SIN-2X2.....	154
15.1 “Plan Editor” Localización Sin-2X2.....	161
15.2 Trayectoria.....	161
15.3 Resultados obtenidos módulo anticollisión.....	161
15.4 Características del Revestidor de Superficie.....	169
15.5 Comportamiento de los casos de cargas para el revestidor de superficie.....	170
15.6 Limites de Diseño para los Esfuerzos Triaxiales.....	170
15.7 Revestidor de producción obtenido.....	172
15.8 Diseño de cargas para el revestidor de producción.....	172
15.9 Limites de Diseño para los Esfuerzos Triaxiales.....	173

15.10 Posibles tamaños de hoyos y revestidores.....	176
15.11 Esquema Mecánico Localización Sin-2x2.....	177
15.12 Profundidad vs densidad.....	178
15.13 Volumen de cementación (hoyo superficie).....	182
15.14 Volumen de cementación (hoyo producción).....	185
15.15 Mecha PDC, 5 aletas.....	187
15.16 Mecha PDC, 7 aletas.....	187
15.17 Mecha tricónica de limpieza.....	188
15.18 BHA (hoyo de superficie).....	189
15.19 BHA (hoyo producción).....	190
15.20 Fundamento del Cañoneo bajo-balance.....	191
15.19 Características generales del cañón.....	191
16.1 Sistema de operación del pozo.....	207
18.1 Política corporativa de SHA.....	219
18.2 Enfoque de mejoramiento continuo del SIR-PDVSA.....	220

LISTA DE TABLAS

5.1 Relaciones de Grado y Resistencia de las Tuberías de Revestimiento.....	36
5.2 Casos de cargas de los Revestidores.....	41
5.3 Factores de diseño de PDVSA.....	42
7.1 Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos Gobernador A/B.....	71
7.2 Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos CICLO O-8.....	72
7.3 Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos CICLO O-7.....	73
7.4 Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos CICLO O-6.....	73
7.5 Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos CICLO O-5.....	73
7.6 Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos CICLO O-4.....	74
7.7 Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos CICLO O-3.....	74
7.8 Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos CICLO O-2.....	74
7.9 Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos CICLO O-1.....	75
7.10 Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos arenas P-1.....	75
7.11 Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos arenas P-2.....	75
7.12 Característica de los Yacimientos.....	78
9.1 Coordenadas de fondo y superficie Loc.Sin-2X1.....	91
10.1 Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos arenas P-1.....	95
10.2 Topes estimados de las formaciones.....	96
10.3 Pozos Analizados para la Loc. SIN-2X1.....	97
10.4 Clasificación realizada a la fase de perforación.....	100
10.5 Índice de complejidad.....	105
10.6 Resultados de los Índices de Complejidad Loc. Sin-2X1.....	106
11.1 Estimados de Costos clase III, para la Localización SIN-2X1.....	125

12.1	Coordenadas de fondo y superficie Loc.Sin-2X2.....	128
13.1	Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos arenas “P1”.....	132
13.2	Topes estimados de las formaciones.....	133
13.3	Pozos Analizados para la Loc. SIN-2X2.....	134
13.4	Clasificación realizada a las fases de perforación.....	137
13.5	Índice de Complejidad.....	141
13.6	Resultados de los Índices de Complejidad Loc. Sin-2X2.....	143
14.1	Estimados de Costos clase III.....	156
15.1	Fluido de completación.....	160
15.2	Mecanismo de pega de tubería.....	163
15.3	Propiedades de lodo, hoyo de superficie.....	178
15.4	Propiedades de lodo hoyo de producción.....	179
15.5	Consideraciones Generales-Hoyo Superficie.....	180
15.6	Consideraciones Generales-Hoyo de Producción.....	183
15.7	Características de la mecha hoyo de superficie.....	186
15.8	Características de la mecha hoyo de producción.....	187
15.9	Características mecha de limpieza.....	188
15.10	Configuración de la Sarta de Perforación.....	189
15.11	Configuración de la Sarta de Perforación 0’- 30.....	190
15.12	Estimado de costos parte I.....	197
15.13	Estimado de costos parte II.....	198
18.1	Tiempo y costo de mudanza.....	212
18.2	Tiempo y costo fase superficie.....	213

18.3 Tiempo y costo fase producción.....	214
18.4 Tiempo y costo fase completación.....	214
18.5 Tiempo y costo fase del proyecto.....	215
18.6 Costos totales.....	216
18.7 ERCI.....	218
18.8 Componentes operativos del SIR.....	221
19.1 Plan de desembolso.....	224
19.2 Riesgos asociados a la Perforación.....	224
19.3 Riesgos asociados al personal y equipo.....	225
19.4 Riesgos asociados al ambiente y entorno.....	226
19.5 Riesgos de estimación.....	226
19.6 Riesgo de facilidades.....	226
19.7 Datos económicos generales.....	227
19.8 Resultados indicadores económicos.....	228

LISTA DE GRÁFICAS

1.1 Esfuerzos vs. Tiempo.....	07
5.1 Relación entre esfuerzos vs. deformación.....	35
5.2 Profundidad vs densidad Equivalente.....	40
10.1 Profundidad vs Tiempo SIN-88.....	99
10.2 Perforabilidad vs Tiempo SIN-88.....	99
10.3 Profundidad vs Tiempo Limpio.....	102
11.1 Comportamiento de Producción de los Pozos vecinos a la Loc. SIN-2X1.....	121
11.2 Profundidad vs Tiempo Planificada (propuesta 1).....	123
11.3 Profundidad vs Tiempo Planificada (propuesta 2).....	124
11.4 Profundidad vs Tiempo Planificada (propuesta 3).....	124
13.1 Profundidad vs Tiempo SIN-87.....	136
13.2 Perforabilidad SIN-87.....	136
13.3 Profundidad vs Tiempo Limpio.....	139
14.1 Profundidad vs Tiempo “Estimada”.....	155
14.2 Profundidad vs Tiempo “Meta”.....	155
15.1 Curva de lodo de pozos vecinos a la localización.....	177
15.2 Ventana operacional.....	179
18.1 Compromiso cara-cara del proyecto.....	215
19.1 Diagrama araña para la localización Sin-2X2.....	229
19.2 Diagrama tornado para la localización Sin-2X2.....	230

INTRODUCCIÓN

Un proyecto es la búsqueda de una solución óptima al planteamiento de una oportunidad o necesidad tomando en consideración que los recursos son un bien limitado. Cualquier idea que se pretenda implementar, cualquier inversión, metodología o tecnología a aplicar, ella conlleva necesariamente la búsqueda de proposiciones coherentes que satisfagan los requerimientos planteados dando el uso más eficiente a los recursos.

Por medio de la planificación se puede disminuir la incertidumbre del éxito de un proyecto, previendo potenciales problemas y/o errores, asegurando un buen control y ejecución de las actividades y acciones definidas para alcanzar el objetivo propuesto.

Un pozo petrolero se considera un activo y la perforación del mismo un proyecto, teniendo en cuenta los esfuerzos humanos y económicos necesarios para su ejecución.

La Visualización, Conceptualización y definición (VCD) es una metodología de trabajo donde se busca el involucramiento de todos los actores en cada una de las facetas de un proyecto antes de su ejecución de forma que todos tengan la misma concepción e idea de lo que se requiere, generando el portafolio de pozos con anticipación y mejorando el éxito volumétrico y mecánico de los mismos. Esta metodología surge de la adopción de las mejores prácticas originadas de los análisis comparativos con empresas líderes a nivel mundial donde se determinó la urgencia e importancia en definir la planificación de proyectos.

La visualización permite tener claro el propósito o la misión del proyecto y todas las tareas requeridas para culminarlo exitosamente, la conceptualización concreta el alcance del proyecto indicando cuales son los insumos, productos, inversiones, precios, costos y la producción estimada, logrando clasificar las opciones más viables. Una vez desarrolladas estas etapas se pasa a la fase definición, donde se diseña detalladamente las estrategias y procedimientos definitivos del proyecto.

Un alcance incompleto ó una errónea definición de las posibles opciones conlleva a la obtención de indicadores desvirtuados que pueden guiar a los niveles gerenciales a la toma de decisiones que no necesariamente generen valor a la corporación.

1. PROYECTO

1. PROYECTO

Todo proyecto consiste de un conjunto ordenado de acciones que tienden a la realización de un determinado fin. Sea sencillo o complejo, todo proyecto tiene un inicio y un fin definidos en el tiempo, y se conciben como una secuencia de actividades tendientes a buscar, analizar y coordinar un conjunto de informaciones y datos que justifiquen, según ciertos criterios su ejecución.

El proyecto se concibe como un proceso destinado a transformar una idea en un producto terminado, es decir, el proyecto se define por un objetivo a alcanzar en un cierto tiempo y con un presupuesto determinado. Los proyectos presentan características comunes, tales como:

- Son finitos en el tiempo, esto es, el conjunto de actividades definidas para la obtención de una finalidad se sitúan entre un inicio y un fin especificados.
- Son esfuerzos singulares en el sentido de que las acciones que los definen no son ni repetitivas ni homogéneas.
- Son entidades complejas compuestas por elementos físicos (materiales, maquinas, personas, etc.) y abstractos (datos, informes, notas, procedimientos, etc.).
- Los elementos que integran un proyecto están relacionados entre sí, estructurados de manera que el sistema constituye una unidad diferente a las partes.
- Son entidades activas, en el sentido de que todo proyecto realiza una función o efectúa un proceso, o varias funciones o procesos independientes, que operan sobre ciertas entradas o insumos del proyecto, dando por resultado determinadas salidas o productos del mismo.

- Todo proyecto obedece a propósitos, que determinan la composición, estructuración y acción del sistema. En otras palabras, los proyectos se diseñan, construyen y operan con vista a objetivos bien específicos y sus salidas o productos deben responder a los mismos.
- Debe ser limitado para ser susceptible al análisis. Las fronteras quedan definidas al especificarse los componentes ya sea enunciándolas explícitamente o dando características distintivas. ^[1,2]

En un proyecto están involucradas diversas partes las cuales se muestran en la figura 1.1.

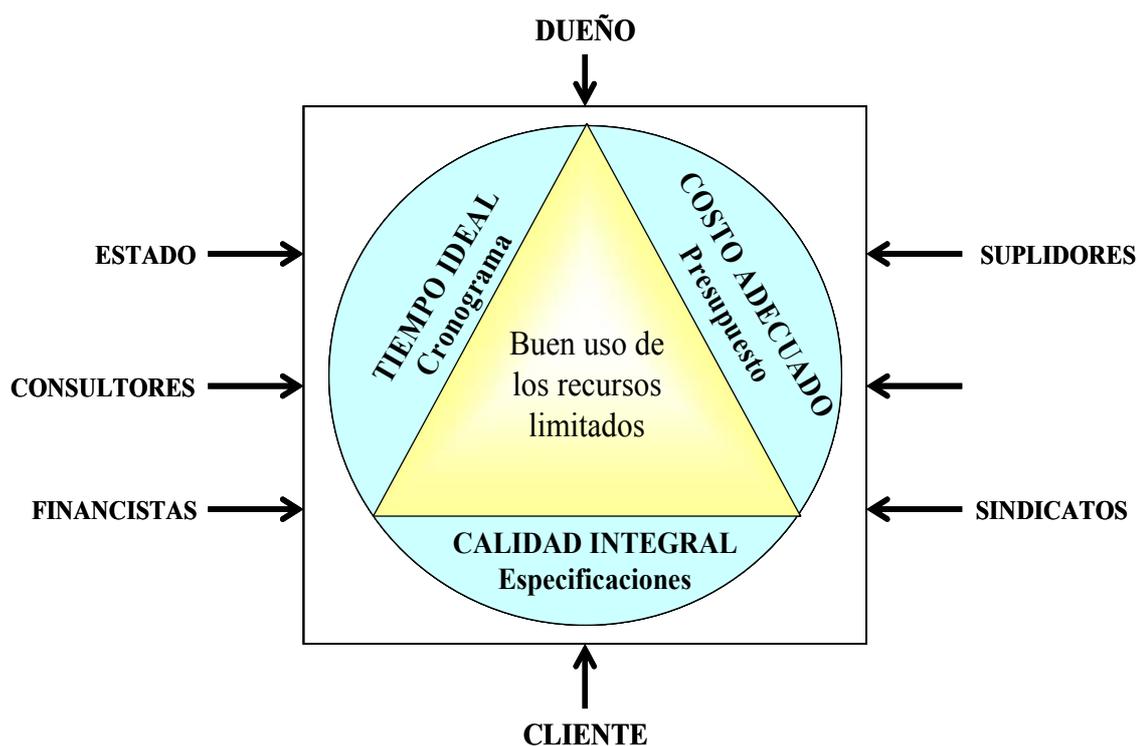


Figura 1.1. Partes de un Proyecto.

1.1 ALCANCE DE UN PROYECTO.

El alcance de un proyecto, identifica e incluye todo el trabajo requerido para completar exitosamente el proyecto.

Para definir el alcance de un proyecto es necesario conocer:

- Objetivo del proyecto.
- Justificación del proyecto.
- Descripción de productos principales.
- Lista de sub-productos a ser entregados.
- Restricciones, preferencias del cliente.
- Suposiciones.
- Información histórica.^[1]

1.2 PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO.

La planificación, es el proceso de análisis para estructurar el proyecto, partiendo de un objetivo único acompañado de todas las actividades ordenadas lógicamente, indicando todos los productos solicitados y asignando los responsables en función de estrategias de ejecución acordadas, con el fin de completar el proyecto en el tiempo estimado.^[1]

La planificación de proyecto es el medio más importante para:

- Organizar y decidir el trabajo.
- Asignar y definir responsabilidades.
- Integrar los trabajos de las organizaciones involucradas en el proyecto.
- Establecer sistemas eficientes de comunicación.
- Estimar tiempos de iniciación y terminación.
- Manejar sucesos y cambios inesperados.

- Proporcionar bases para la delegación de actividades.
- Proporcionar las bases para el control presupuestario y financiero.
- Establecer bases para el auto análisis y el aprendizaje.^[1]

Ventaja de la Planificación.

- Promueve acciones consistentes, integradas y definidas.
- Ayuda a prever crisis y evitar errores.
- Asegura la economía del proyecto con acciones decididas que evitan dificultades.
- Suministra las bases para el control físico y financiero.

Limitaciones de la Planificación.

- Seguridad en las previsiones, la mayoría de los planes están basados en un conjunto de condiciones supuestas, y solo serán útiles en la medida que éstas demuestren ser correctas.
- Repetición de problemas similares, las políticas y procedimientos, son por naturaleza propia, únicamente útiles siempre que una actividad se repita una y otra vez. No se adaptan bien a la ejecución de proyectos, por lo que hay que utilizar vías alternas ante situaciones operativamente cambiantes.
- Tendencias hacia la inflexibilidad, el establecimiento de programas anticipados tiende a hacer inflexible a la gerencia. Cuanto más estrechos y detallados sean, mayor será la inflexibilidad.
- Costo de la planificación, la planificación es costosa y a veces, sus ventajas no justifican el gasto incurrido.

1.3 FASES DE UN PROYECTO

Un proyecto se divide en cuatro fases principales, las cuales se presentan en el gráfico de esfuerzo vs. tiempo, donde se observa el porcentaje de recursos totales que se asignan en cada fase. ^[2]

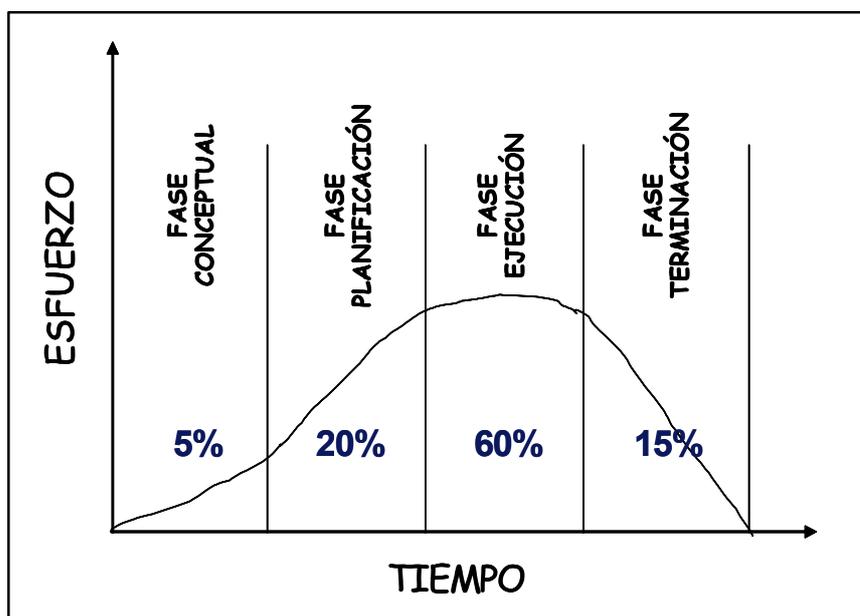


Gráfico 1.1. Esfuerzos vs. Tiempo.

1.3.1 Fase conceptual:

- Nace la idea.
- Se formula el proyecto al analizar los puntos clave.
- Se toma la decisión de iniciar las actividades del proyecto.
- Se establecen las metas.
- Se hacen los principales nombramientos y asignaciones de recursos.
- Producto: Esquema del Proyecto. ^[2]

1.3.2 Fase planificación:

- Se define el tipo de organización.
- Se define el Plan del Proyecto y el Programa para la Fase de Ejecución.
- Se definen los objetivos, actividades, tareas y recursos del proyecto.
- Se constituye el equipo del proyecto.
- Producto: Plan de Ejecución del Proyecto (PEP).^[2]

1.3.3 Fase ejecución:

- Se ejecutan los trabajos principales del proyecto:
 - Diseño.
 - Desarrollo.
 - Construcción.
 - Producción.
 - Pruebas.
- Se consume la mayor cantidad de recursos del proyecto.
- Producto: Activo o Servicio.^[2]

1.3.4 Fase completación:

- Terminación de las actividades.
- Cierre de los contratos.
- Se transfieren los recursos y compromisos a otras organizaciones.
- Se hace la puesta en marcha.
- Producto: Cierre Administrativo del Proyecto e Informe Post-Mortem.^[2]

La **Gerencia de Proyecto** es la encargada de visualizar y establecer las prioridades, ubicarlas en un espacio y tiempo determinado con la finalidad de ejecutar el proyecto, en el menor tiempo, óptimo costo y con la calidad requerida bajo un ambiente de trabajo seguro y armónico.

1.4 ESTIMADOS DE COSTOS DE PROYECTOS.

Existen diferentes tipos de estimados de costos que están directamente relacionados con el desarrollo del proyecto, los mismos se pueden apreciar en la figura 1.2.

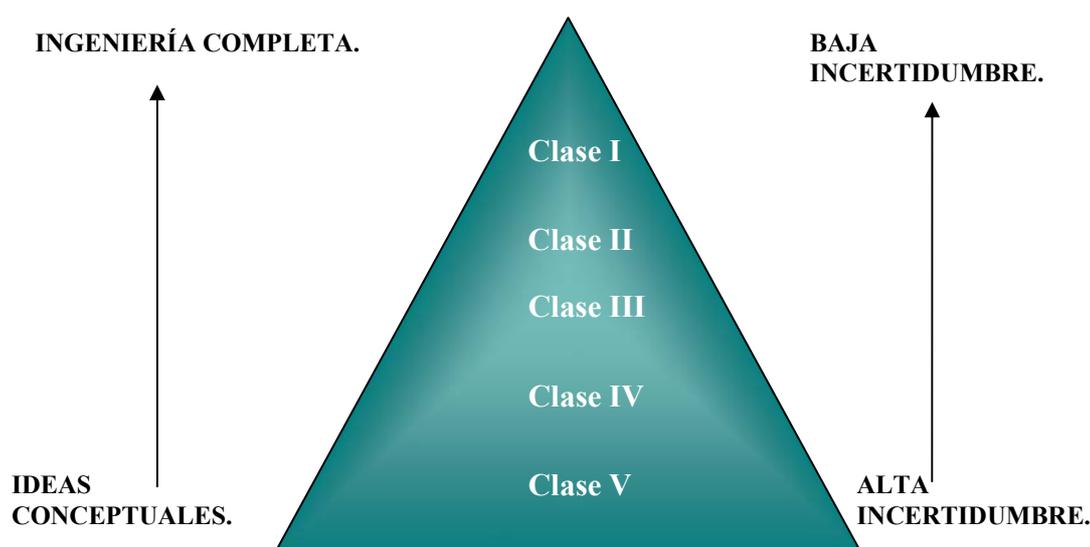


Figura 1.2. Tipos de estimados de Costos

1.4.1 Estimados de Costo clase V (Orden de Magnitud).

Se utiliza en la planificación a mediano plazo para establecer si los proyectos reúnen los méritos suficientes para proseguir su desarrollo. Este estimado se realiza en la fase inicial y

se basa en una descripción muy general del proyecto donde la información disponible se limita esencialmente al tipo de proyecto, tamaño, posible ubicación, características de los insumos y gráficos de producción preliminares.

Los procedimientos de estimación del costo clase V, se basan en datos históricos de costos que provienen de proyectos similares ejecutados corregidos por índices de precios y factores de ubicación geográfica.^[3,4]

1.4.2 Estimados de costo clase IV (Conceptual).

Los costos normalmente se obtienen de información histórica de la base de datos. Para generar el costo total, los estimadores incluirán previsiones especiales tales como: escalación, contingencia y riesgo.

En la elaboración de este estimado, se ha avanzado poco en el diseño, por ende se basan en las experiencias del equipo del proyecto y servirán sólo para seleccionar las opciones que serán definidas en detalles durante la próxima fase.^[3]

1.4.3 Estimados de costo clase III (Preliminar).

Se realiza al terminar el 60% de la Ing. básica y requiere para su elaboración:

- Bases del diseño revisadas.
- Diagramas de flujos revisados.
- Ubicación definitiva y selección de la opción óptima.
- Plano de ubicación definitiva de equipos y tuberías.
- Plano preliminar de flujo e instrumentación.
- Planificación preliminar.

Este estimado también puede emplear curvas o factores históricos para determinar el costo de los equipos mayores y del proyecto en general si las cotizaciones de dichos equipos no están disponibles.^[4]

1.4.4 Estimados de costo clase II (Definitivo).

Este es el estimado más importante debido a que con él se toma la decisión definitiva de continuar con las fases más costosas del proyecto.

Para su elaboración se requiere:

- Alcance bien definido.
- Resultados del estimado clase III.
- Plano definitivo de flujo e instrumentación.
- Estudio de impacto ambiental.
- Estudio de riesgo y seguridad de las condiciones operacionales.
- Planos y especificaciones de diseño de todas las disciplinas involucradas incluyendo la incorporación de comentarios y recomendaciones de los estudios anteriores.
- Cotizaciones de los equipos.
- Plan maestro de ejecución.

Desde el punto de vista gerencial, la relación costo-beneficio que se obtiene con un costo clase II es sustancial, ya que invirtiendo en el desarrollo no más del 7% del costo total, se reduce hasta un 85% la incertidumbre del proyecto. Otro uso que tiene el costo clase II definitivo, es servir de base para comparar las ofertas comerciales presentadas en la licitación para la ejecución conjunta de la Ingeniería de detalle y la construcción.^[4]

1.4.5 Estimados de costo clase I (Control).

Corresponde al monto final con el cual se otorgó la buena-pro al contratista que ganó la licitación y se usa para el control de costo de la ejecución de la Ingeniería de detalle y de la construcción.^[4]

La figura 1.3, relaciona las diferentes fases de un proyecto con sus respectivos estimados de costos.

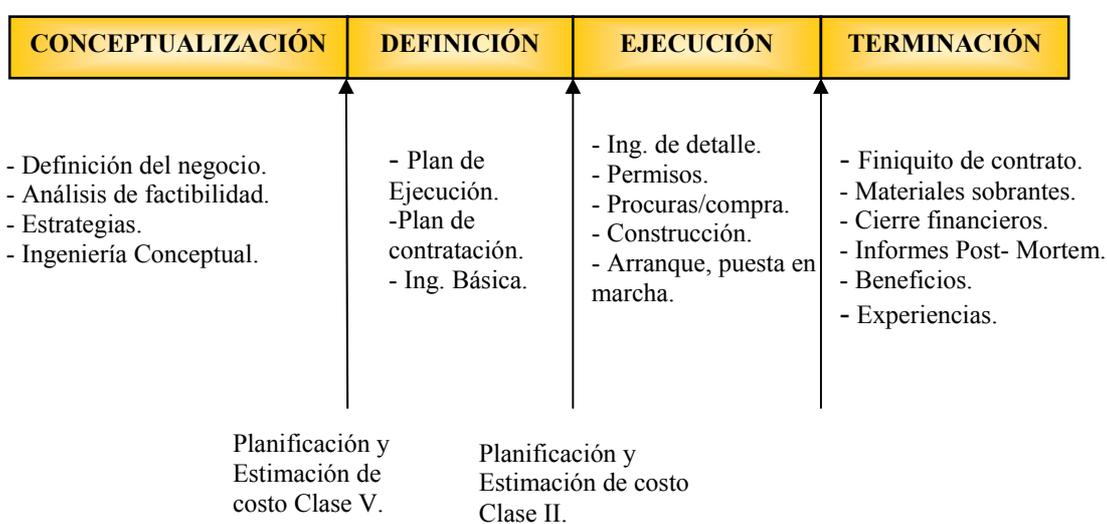


Figura 1.3. Ciclo de Vida de un Proyecto.

2. VISUALIZACIÓN DEFINICIÓN Y CONCEPTUALIZACIÓN

2. VISUALIZACIÓN, CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN

VISUALIZACIÓN CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN DE PROYECTOS (VCD).

El término es el equivalente al FEL (Front End Loading), el cual es una metodología de trabajo donde se busca involucrar todos los actores en cada una de las fases de un proyecto antes de su ejecución, de forma que todos tengan la misma concepción e idea de lo que se requiere. Este esquema de trabajo es el resultado de la adopción de las mejores prácticas originadas de los análisis comparativos realizados por intermedio del IPA (Independent Project Analysis) la cual es una institución que agrupa a 13 empresas líderes a nivel mundial (Exxon-Mobil, BP Amoco, etc.) donde se determinó la importancia y urgencia de evaluar los grados de definición y complejidad de los proyectos para la toma de decisiones. Este esquema de trabajo se ha venido tratando de implantar en la organización de Perforación y Subsuelo desde Enero de 2000 (Ver figura 2.1).^[3]

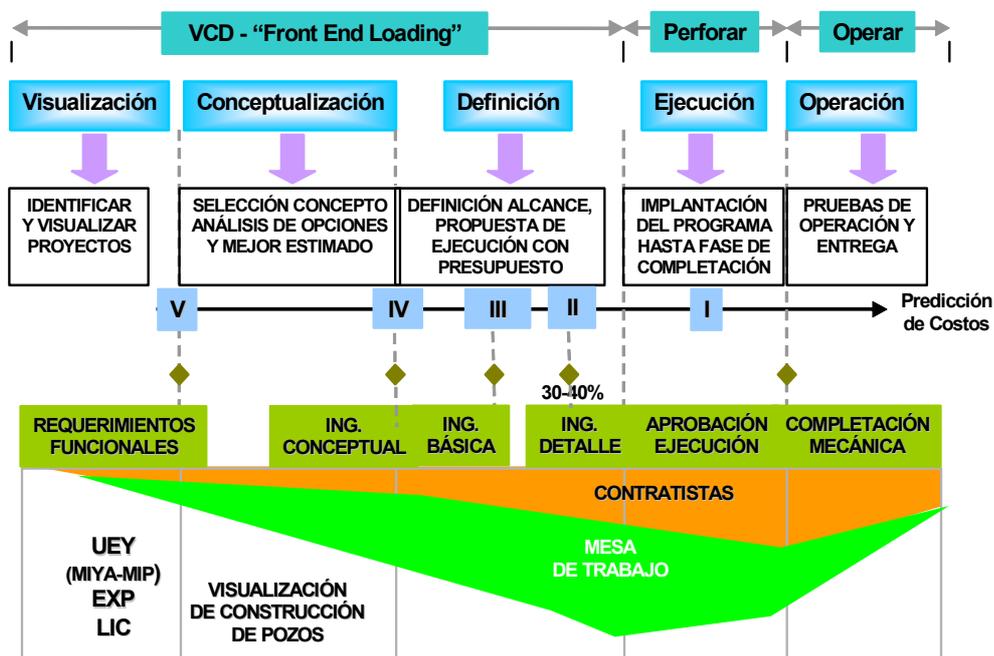


Figura 2.1. Esquema de implantación del VCD

trabaja en la definición del portafolio del siguiente año y el VCD-VC en la del portafolio del plan de negocios. El área de VCD-D posee dos equipos de trabajo conformados por ingenieros de diseño: Dos para cada UEY (uno de perforación y uno de rehabilitación), el de perforación está inmerso en la sala MIYA de la UEY respectiva y el de rehabilitación está inmerso en la sala MIP de la UEY respectiva. Estos ingenieros provienen de la Gerencia de Perforación del Distrito y son asignados al VCD del distrito para trabajar en la definición del portafolio del año próximo. Es importante destacar que el producto generado por el VCD en el Centro de Excelencia del Distrito es al final del día responsabilidad del líder de la mesa respectiva ante el Gerente de la UEY. En cuanto al área de VCD-VC, tiene la responsabilidad de participar en la generación del portafolio del plan de negocios del distrito.^[3] (Ver figura 2.3).



Figura 2.3. Modelo de Relaciones VCD (1).

El VCD debe hacerse entre los meses de enero y julio para la generación del portafolio del año siguiente, lo cual implica que todos los pozos de este portafolio deberán tener Ingeniería Básica completa. Para ello se tendría que haber culminado para cada pozo el análisis de las métricas de yacimiento y no se deberá realizar ningún tipo de ingeniería si antes no se ha alcanzado el nivel de definición mínima (a ser determinado dentro del MIP en el caso de los pozos a ser rehabilitados). El VCD-VC es quien genera el plan tecnológico enmarcado dentro del portafolio de oportunidades y plan de negocios.^[2] (Ver figura 2.4).

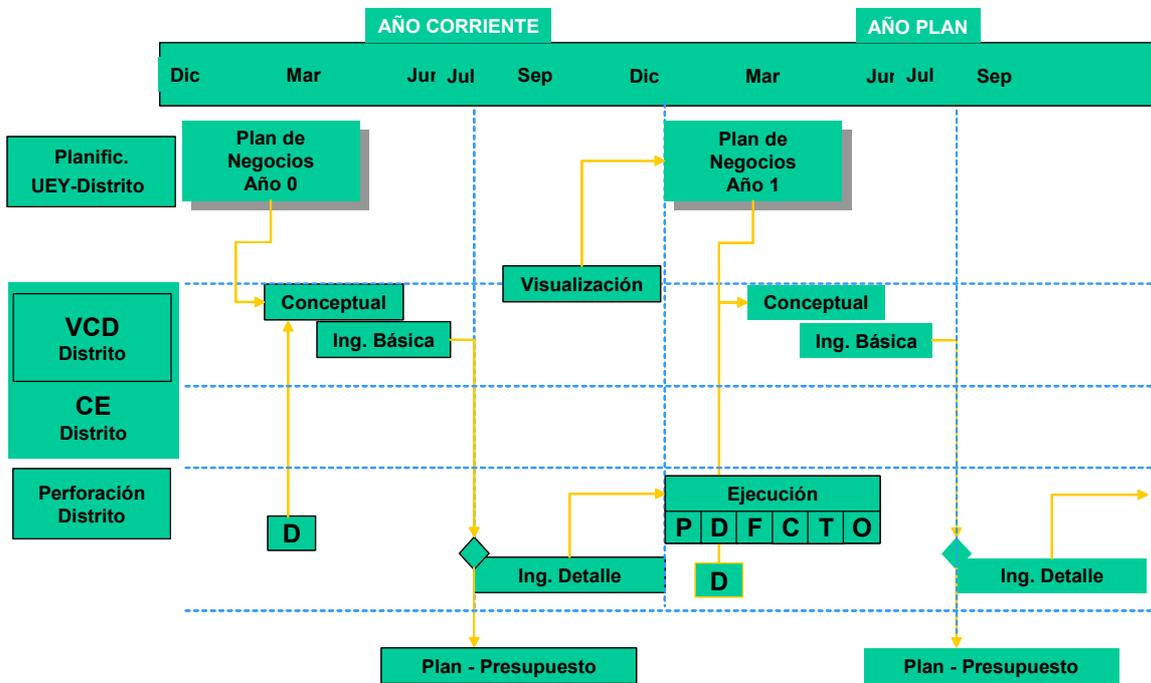


Figura 2.4. Modelo de Relaciones VCD (2).

3. PERFORACIÓN DIRECCIONAL

3. PERFORACIÓN DIRECCIONAL

3.1 FUNDAMENTOS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL.

La perforación direccional comenzó como una técnica alternativa a diversos problemas que se presentaban durante la perforación de un pozo vertical. La pérdida de la tubería en el fondo o cualquier otro elemento que causa la obstrucción irremediable del hoyo, requería un procedimiento que permitiera continuar con la construcción del pozo perdiendo solo la sección obstruida. Partiendo inicialmente de procedimientos de planificación que fueron más un arte que una ciencia, basados en observaciones empíricas y comportamiento histórico de las diferentes herramientas usadas en el taladro. Posteriormente a esta etapa la perforación direccional fue desarrollándose en la medida que se fueron conociendo los diferentes escenarios de su aplicabilidad.^[5]

3.2 TECNOLOGÍA DE POZOS HORIZONTALES.

En los últimos años, muchos pozos horizontales se han perforado alrededor del mundo. El propósito principal es lograr una mayor área de contacto con el yacimiento, esto con el fin de incrementar la producción. En general un pozo horizontal se perfora paralelo a los planos de capas del yacimiento, a diferencia de un pozo vertical que se perfora perpendicular al estrato con un ángulo aproximadamente de 90°.

En la perforación de pozos horizontales se debe considerar la configuración, tipo, características y estructura del yacimiento. Un proyecto de perforación de un pozo horizontal es diferente a la de un pozo vertical, ya que la productividad del pozo depende de la longitud que tenga el pozo dentro del yacimiento. Otra consideración importante es el tipo de completación: si es hoyo abierto, forro ranurado, forro con aislamiento parcial entre empacaduras o forro cementado.^[5]

3.3 TIPOS DE POZOS HORIZONTALES.

Los pozos horizontales al igual que los convencionales se pueden dividir según diferentes criterios como profundidad, longitud, función y características de la trayectoria. A continuación se muestra un criterio basado en la trayectoria.

3.3.1 Pozos Horizontales Radio Largo.

Son aquellos pozos en los cuales durante su perforación se utilizan tasas de construcción de ángulo entre 2 y 6 grados cada 100 pies. Con lo cual se consiguen radios de curvatura entre 2000 y 6000 pies de longitud. Entre sus principales aplicaciones están que pueden ser utilizados en zonas de cierto riesgo estructural con la finalidad de cortar la falla y penetrar el bloque objetivo, igualmente en arenas de poco espesor con el propósito de penetrarlas con la menor severidad posible, también pueden ser utilizados para penetrar varias arenas, y en el caso de que sea recomendable alejarse del radio de drenaje de algún pozo específico.^[5,6]

3.3.2 Pozos Horizontales Radio Medio.

Son aquellos pozos en los cuales durante su perforación se utilizan tasas de construcción de ángulo entre los 6 y 40 grados cada 100 pies. Con lo cual se obtienen radios de curvatura entre 140 y 1000 pies. Entre sus principales aplicaciones están que pueden sustituir pozos verticales en zonas de severos problemas de conificación de agua o de gas, igualmente pueden ser utilizados para penetrar varias arenas, incrementar la rentabilidad de un campo marginal, como también en el caso de que sea recomendable alejarse del radio de drenaje de un pozo específico.^[5,6]

3.3.3 Pozos Horizontales Radio Corto.

Son aquellos pozos en los cuales durante su perforación se utilizan tasas de construcción de ángulo entre los 70 y 150 grados cada 100 pies. Con lo cual se obtienen radios de curvatura

entre 40 y 82 pies. Entre sus principales aplicaciones están que pueden ser utilizados en zonas de gas superficial o yacimientos suprayacentes al objetivos con altas saturaciones de gas, y cuando existe riesgo estratigráfico, es decir, en aquellos casos donde la arena tiende a perderse a ciertos pies, como también son muy utilizados en los casos de yacimientos altamente agotados donde la presión de formación no es suficiente para levantar la columna de fluido cerca de la curvatura en un radio largo. También pueden sustituir el trabajo de recompletación normal de un pozo vertical, siempre y cuando no interfiera con la producción de otro pozo y preferiblemente cuando se haya drenado ese punto en específico.

En la figura 3.1, se muestra la comparación entre estos tres (3) tipos de pozos.^[5,6]

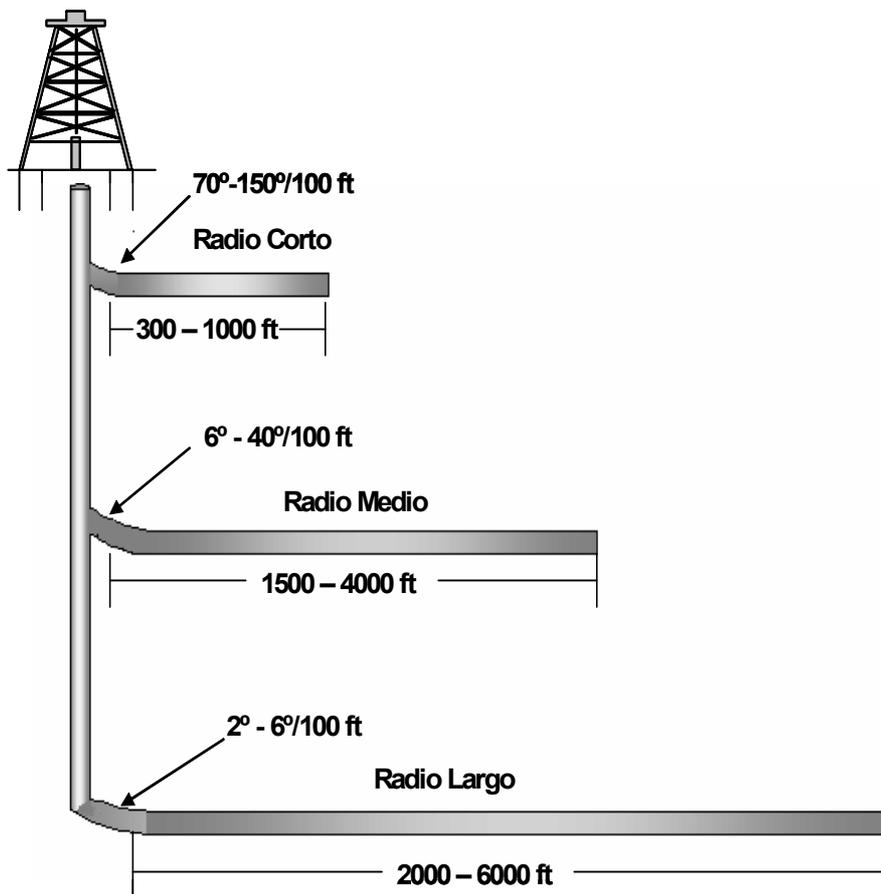


Figura 3.1. Tipos de pozos horizontales según radio de construcción.

3.4 TÉCNICAS DE COMPLETACIÓN HORIZONTAL.

Existen varios tipos de completación de pozos horizontales que pueden ser usadas dependiendo de la profundidad del pozo y el tipo de yacimiento o formación. Es posible completar un pozo de la siguiente manera: a hoyo abierto o desnudo, con forro ranurado, forro ínter espaciado entre empacaduras y forro cementado y cañoneado. La selección del método más adecuado de completación, puede tener influencia sobre el desempeño final del pozo.^[6]

3.4.1 Completación a Hoyo Abierto.

Este tipo de completación es utilizada en yacimientos de arenas consolidadas y consiste en dejar el objetivo completamente expuesto a producción (sin tubería). Este tipo de completación es económica, pero presenta dificultad de estimulación y además problemas de control de inyección y producción.^[6]

3.4.2 Completación con Forro Ranurado.

El propósito principal de este tipo de completación es evitar el colapso del pozo y disminuir la producción de arena de formación. Además un forro prevé una trayectoria conveniente para la utilización de unidades como tubería continua en la limpieza o estimulación de pozo.

Dentro de este tipo de estimulación se pueden utilizar tres diferentes modelos de forros.

- Forro Perforado.
- Forro Ranurado.
- Forro Pre-empacado.

Los forros ranurados limitan la producción de arena, y se clasifican de acuerdo al tamaño del hoyo y al tamaño de las ranuras, sin embargo son susceptibles a obstrucciones. En formaciones no consolidadas, los forros ranurados y el empaque con grava se han usado efectivamente en el control de la producción de arenas.^[6]

3.4.3 Forros con Aislamientos Parciales.

Esta técnica consiste en colocar forros ranurados entre empaaduras con el fin de dividir el pozo horizontal en pequeñas secciones, esto con el objetivo de producir y estimular selectivamente el pozo.^[6]

3.4.4 Forros Cementados y Perforados.

Una completación horizontal con las paredes del pozo cubiertas y cementadas, pueden ser perforadas selectivamente. Este tipo de completación ofrece la mejor opción a largo plazo para la completación de pozos horizontales y provee un control total sobre la producción. Con una completación perforada y cementada es posible el aislamiento de zonas y la re-perforación. Con este tipo de completación pueden realizarse todos los trabajos de reparación, el cual es el mejor vehículo para los trabajos de fracturas o de acidificación.^[6]

3.4.5 Empaque con Grava.

En algunos yacimientos la escasez de material permite que se produzca arena dentro del pozo. Cuando se completa pozos en los cuales la formación no es consolidada, generalmente se emplea un esquema de completación con empaque de grava. En este tipo de completación un forro o camisa ranurada es colocado dentro de un empaque de arena con granos más gruesos que los granos de la formación productora, el cual proporciona una disminución en la producción de finos por parte de la formación.^[6]

3.5 VENTAJAS EN LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE POZOS HORIZONTALES.

- Incrementar la producción de los pozos, estadísticamente se ha demostrado que un pozo horizontal produce entre 5 a 6 veces la producción de un pozo vertical.
- Controla severos problemas de conificación de agua y gas.
- Aprovecha los diferentes mecanismos de producción de los yacimientos: segregación gravitacional, empuje hidráulico, capa de gas y otros.
- Explotar yacimientos de arenas de espesores menores de 20 pies, donde la perforación vertical es antieconómica.
- Acceder reservas en yacimientos heterogéneos o de poca continuidad lateral.
- Acelerar e incrementar el recobro final de los pozos.^[6]

3.6 FACTORES DE DISEÑO.

Los factores de completación y las consideraciones de drenaje del yacimiento son importantes en el diseño del pozo. Fracturamiento, empaque con grava, completación en formaciones no consolidadas, equipos de levantamiento entre otros, pueden limitar la inclinación final del pozo dentro del yacimiento, o quizás se requiera una trayectoria final vertical o cercana a ésta. Estas condiciones aplican también en yacimientos con varias capas, en donde se requiere que la trayectoria final sea horizontal para proveer un mayor contacto con el yacimiento y consecuentemente la mayor tasa de producción posible.

En pozos horizontales, una determinación correcta de la TVD minimizará la conificación de gas o la alta producción de agua. Por otro lado una TVD incorrecta puede generar

construir el pozo en agua, en gas, o incluso errar completamente la arena objetivo. La posición en el diseño del punto de superficie, el punto de desvío, la longitud, número y orientación de las secciones de construcción de ángulo, así como la longitud y dirección de la sección tangente, son las que en conjunto determinan la profundidad del pozo. Por lo cual es necesario que éstos se conjuguen para establecer un diseño que busque el objetivo con el menor error posible, y a su vez cumplir con los requerimientos de los otros factores inherentes al pozo.^[5]

3.7 EVOLUCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DIRECCIONALES.

Ninguna otra tecnología relacionada con la construcción de pozos de petróleo ha evolucionado tan rápido como la referida a las herramientas direccionales conocidas como MWD y LWD. Al comienzo de la historia en los campos petroleros, los perforadores y los geólogos debatían contra condiciones adversas hasta para mantener el pozo verticalizado, lo cual es solo un reflejo de los grandes problemas asociados a la perforación de esa época. Sin embargo, no fue sino hasta que los avances en los componentes electrónicos, las ciencias de los materiales y la tecnología en baterías hizo posible las mediciones en la mecha y su transmisión a la superficie, lo cual permitió superar los inconvenientes presentados por los pioneros de la actividad petrolera.

Las mediciones con single shorts (Herramienta que mide la orientación mediante la determinación del azimut y la inclinación en un punto) utilizan mucho tiempo de taladro, debido a la necesidad de sacar la sarta de perforación mientras se realizaba la toma de medida. Gracias a esto la MWD fue ganando popularidad y aceptación.

Al inicio de la década de los ochenta se median parámetros sencillos de la formación a través de herramientas que se corrían con guaya fina, tales como resistividad normal y mediciones de "gamma ray". Hacia finales de los ochenta se incorporaron mediciones más avanzadas de los parámetros de la formación con herramientas que usaban memoria ubicadas en el ensamblaje de fondo. Poco después las mediciones de resistividad de 2

MHz, la porosidad neutrón y la densidad del rayo gamma fueron transmitidas a la superficie en tiempo real. Los cuales en paralelo con el avance de las mediciones de telemetría usado en los sistemas MWD y en los motores de fondo, fueron haciendo a la perforación horizontal más accesible y común.^[5]

3.7.1 MWD “Measurement While Drilling”.

Aunque en la actualidad muchas mediciones son realizadas mientras se perfora, el término MWD es comúnmente usado para referirse a las mediciones realizadas en el fondo del hoyo con dispositivos electromecánicos con el objetivo de establecer la localización exacta del ensamblaje de fondo (BHA). La capacidad de enviar a la superficie la información adquirida mientras se perfora es relativa a la definición propia del tipo de herramienta. Los métodos de telemetría han tenido problemas para enviar grandes cantidades de información a la superficie, por lo cual dependiendo de la definición, las MWD poseen como componentes memorias, las cuales son recuperadas cuando la herramienta retorna a superficie. Todos los sistemas MWD poseen básicamente tres subcomponentes mayores dentro de su configuración. El Sistema de Poder "Power System", los Sensores Direccionales "Directional Sensor" y el Sistema de Telemetría "Telemetry System".^[5]

3.7.1.1 Sistema de Poder.

El sistema de poder de una MWD es dividido en dos tipos; batería y turbina. Ambos tipos presentan sus ventajas y desventajas. Con el objetivo de hacer menos dependiente a la herramienta de la circulación de lodo o durante condiciones intermitentes de flujo en el hoyo.

Las baterías proveen de energía a la MWD mientras la circulación esta detenida. Estas son especialmente necesarias cuando la toma de registros se realiza cuando se saca la tubería fuera del hoyo.

La segunda fuente de poder de la MWD es la turbina, la cual usa la fuerza del fluido de perforación que circula. Un rotor es colocado en la corriente de fluido y la circulación es dirigida dentro de las aspas del rotor, el cual esta conectado a un alternador. La generación de energía por el alternador es inmediatamente usada por la MWD.^[5]

3.7.1.2 Sistema de Telemetría.

Aunque se han dado diversos avances en cuanto a la forma de enviar la data a la superficie, la telemetría del pulso en el lodo es el método estándar en las MWD y LWD comerciales. Estos pueden ser negativos, positivos o de ondas continuas. Este último es frecuentemente usado debido a que la generación de pulsos negativos y positivos, generalmente requiere una caída de presión considerable a través del BHA lo cual reduce la capacidad de limpieza del fluido de perforación.^[5]

3.7.1.3 Sensores Direccionales.

Son dispositivos encargados de establecer la posición del pozo con respecto a un origen "survey". Por la naturaleza de las mediciones que estos sensores realizan, estos son afectados por un número de efectos que pueden generar localizaciones erróneas del BHA. La localización geográfica y la componente horizontal del magnetismo de la tierra afectan la medición del sensor direccional. Las variaciones diurnas en el magnetismo de la tierra y las variaciones de la interferencia magnética de los mismos componentes de BHA pueden inducir errores en la dirección medida.^[5]

3.7.2 LWD “LOGGING WHILE DRILLING”.

La LWD es similar a la MWD, la diferencia radica en el tipo de mediciones que realiza. La función básica de la LWD es determinar los parámetros de la formación que son requeridos para identificar el tipo de roca que se está atravesando. Las mediciones de la LWD pueden ser:

- Registros de Resistividad.
- Registros de Radiactividad.
- Registros Acústicos.

Su composición y longitud dependen de las herramientas de medición que están incluidas en el ensamblaje, lo cual ha su vez es inherente a las mediciones de los parámetros de la formación que se necesiten.^[5]

4. GEOMECÁNICA

4. GEOMECAÁNICA DE ROCAS

GEOMECAÁNICAS DE ROCAS.

La geomecánica es la ciencia que estudia las características mecánicas de los materiales geológicos que conforman las rocas de la formación. Esta disciplina está basada en los conceptos y teorías mecánicas de rocas y suelos, que relacionan el comportamiento de la formación bajo los cambios de esfuerzos producto de las operaciones petroleras de perforación, completación y producción de pozos. La geomecánica utiliza resultados experimentales de campo y laboratorio conjuntamente con soluciones analíticas para resolver problemas particulares.^[7]

4.1 APLICACIONES GEOMECAÁNICAS.

La geomecánica siempre trata problemas en donde se relacionan los esfuerzos con resistencia de la formación. Es entonces de esperar, que aquellas operaciones de pozos que afecten y causen daño a la formación, también van a tener una gran influencia en el análisis de cualquier problema (estabilidad de hoyos, arenamiento, fracturamiento y otros). Por lo tanto, se deben analizar todas las operaciones de pozos que puedan ser negativas desde el punto de vista de la formación para luego optimizarlas en función de las características de la roca. La magnitud y dirección de los esfuerzos en sitio, va a definir la trayectoria de mayor estabilidad para pozos horizontales y de gran desviación. Estos pozos tendrán una mayor estabilidad si son perforados en la dirección perpendicular al esfuerzo principal menor, ya que este problema de estabilidad se complica debido a que el eje del pozo no coincide con la dirección del esfuerzo principal mayor. Si se puede determinar experimentalmente la envolvente de falla de la roca de formación, entonces se puede calcular el rango de pesos de lodo que mantenga la integridad del hoyo.

Los problemas de estabilidad pueden existir aún después de la perforación, debido a que la mayoría de los pozos horizontales son completados a hueco abierto y la reducción de las presiones de poros del yacimiento causa un aumento en los esfuerzos efectivos.^[7]

4.2. DEFORMACIÓN.

Cuando un cuerpo es sometido a fuerzas externas, este experimenta cambios en relación con su configuración original, de aquí es posible definir a la deformación como la relación que existe entre la nueva magnitud o forma de un elemento y su configuración original o no alterada, cuando es sometido a fuerzas externas.^[7]

4.3 ESFUERZOS.

Se define el esfuerzo como la capacidad de un cuerpo de resistir una carga aplicada en determinada área. Existen dos tipos de esfuerzos, Normales y Tangenciales.^[7]

- **Esfuerzo normal:** Es la acción de una fuerza que actúa perpendicular a la sección transversal de un cuerpo, a la que se asocia un efecto de tensión o compresión.
- **Esfuerzo tangencial:** Se define como la componente que tiende a cortar al material, es perpendicular al esfuerzo normal.

4.3.1 Esfuerzos Geoestáticos.

Son los presentes en el interior del suelo, producidos por las cargas exteriores aplicadas y por el peso del propio suelo. El sistema de esfuerzos puede ser bastante complicado, sin embargo existe un caso habitual donde es muy sencillo: cuando la superficie del terreno es horizontal y cuando la naturaleza del suelo varía muy poco en la dirección horizontal. Este caso se presenta con mucha frecuencia en suelos sedimentarios, en tal caso se denominan esfuerzos geoestáticos, los cuales pueden ser verticales y horizontales.

Un suelo resultará cada vez más compacto al aumentar la profundidad debido a la compresión originada por los esfuerzos geoestáticos. Al aumentar el espesor de los sedimentos, se produce una compresión vertical del suelo a todos los niveles, debido al

aumento del esfuerzo vertical. Al producirse la sedimentación, generalmente en una zona extensa, no existe razón por la cual debe tener lugar una compresión horizontal apreciable.^[7]

4.3.2 Esfuerzos Efectivos.

Las formaciones geológicas donde se encuentran los yacimientos están formadas por rocas compuestas de granos minerales y poros rellenos de fluidos. Debido a la naturaleza porosa de las rocas, éstas reaccionan no solo a los esfuerzos totales, sino también a la presión de los fluidos en los poros, estos últimos juegan un papel muy importante ya que ellos soportan parte del esfuerzo total aplicado. Solo una porción del esfuerzo total es soportada por la matriz de la roca, además la presencia de un fluido que se puede mover libremente en la roca porosa introduce un factor dependiente del tiempo a la respuesta mecánica de la misma.^[7]

4.4 COMPORTAMIENTO ESFUERZO - DEFORMACIÓN, MECANISMO Y CRITERIO DE FALLAS.

Un método común para observar el proceso de esfuerzo deformación es someter a compresión axial un cilindro de roca. Para cualquier carga axial aplicada se miden las deformaciones laterales radiales y axiales. Se grafican los esfuerzos vs. las deformaciones para obtener la curva esfuerzo deformación para esa muestra de roca.

Algunas rocas presentan curvas de esfuerzos vs. deformación de forma lineal hasta llegar a una ruptura o falla abrupta, pero otras rocas pueden presentar un comportamiento menos lineal tal como se muestra a continuación .

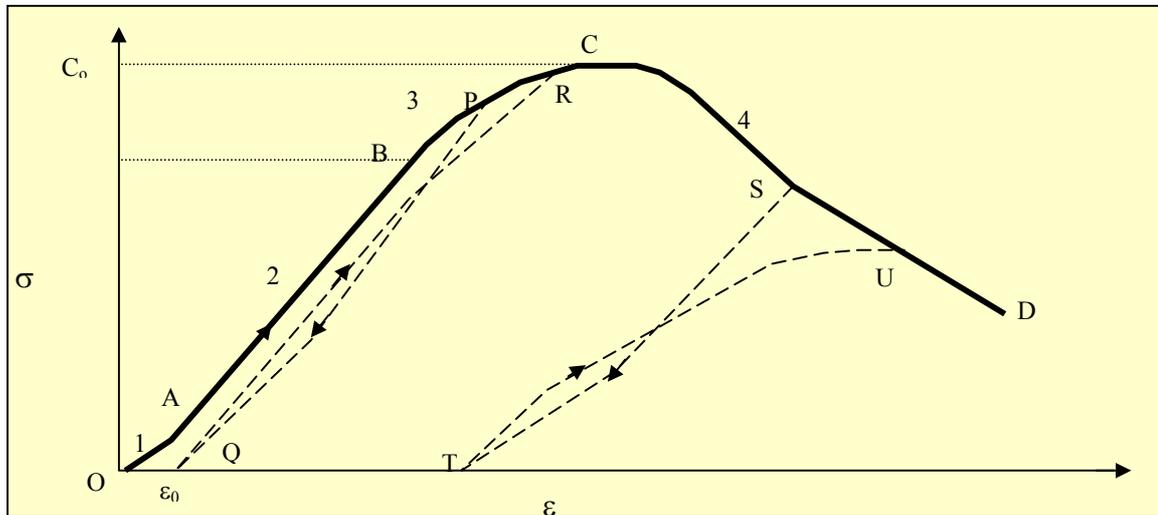


Figura 4.1. Curva Efecto Deformación Completa, característica para Rocas.

En la región 1 (OA), la cual es ligeramente convexa hacia arriba y en la región 2 (AB), la cual se presenta muy cerca de la linealidad, el comportamiento es prácticamente elástico. En la región 3 (BC), cóncava hacia abajo, la pendiente de la curva se degrada progresivamente hasta llegar a cero, al incrementarse los esfuerzos. En ésta región se produce deformaciones irreversibles, ϵ_0 . Si el material es descargado y recargado (QR), la curva se presenta por debajo del segmento (OABC), pero al final alcanza la curva original a un esfuerzo mayor. La máxima ordenada (del punto C) se conoce como resistencia última de la roca.

Las rocas exhiben un comportamiento dúctil en la región 3, entendiéndose por ductilidad la propiedad del material de mantener deformaciones permanentes sin perder su habilidad para resistir cargas iguales o mayores. En la región 4 la roca se vuelve frágil, ya que su capacidad de resistir cargas decrece al aumentar la deformación. El punto C de la curva esfuerzo-deformación marca la transición dúctil-frágil del comportamiento de la roca. El punto de falla de la roca no está bien definido. La falla se considera un proceso continuo que ocurre progresivamente. Esto ocurre en la región (BCD) en la cual la roca se deteriora continuamente.

En pozos que son desviados mas de 60° de la vertical, son fuentes potenciales de futuros problemas como el puenteo y el atascamiento de tubería. El colapso es un proceso catastrófico asociado con la incapacidad de la masa de roca de redistribuir los esfuerzos a regiones vecinas competentes. La energía resultante de los esfuerzos inducidos es liberada repentinamente y dinámicamente si la capacidad de almacenamiento de la masa de roca deformada es excedida. El colapso total puede resultar en herramientas encerradas y potencialmente la pérdida completa de grandes porciones del hoyo.

El colapso de matriz, también puede ocurrir en formaciones poco consolidadas y en rocas que tienen una porosidad inusualmente grande. Esta falla está asociada con una reducción del volumen y una densificación del medio, también puede estar acompañado de una reducción drástica de la permeabilidad y consecuentemente una gran y repentina caída de la producción.

En el caso de rocas dúctiles, una presión del lodo menor que el esfuerzo radial puede resultar en un movimiento no elástico progresivo hacia adentro causando elipticidad del hoyo, el cual se conoce como “**hoyo apretado**”.^[7]

5. DISEÑO DE REVESTIDORES

5. DISEÑO DE REVESTIDORES

5.1 DEFINICIÓN Y FUNCIONES DE LOS REVESTIDORES.

5.1.1 Conductor: se refiere a la primera tubería de revestimiento.

- Reduce al mínimo la pérdida de circulación a poca profundidad.
- Conducto por donde el lodo regresa a la superficie al comienzo de la perforación.
- Minimiza la erosión de sedimentos superficiales debajo del taladro.
- Protege de la corrosión a las tuberías de revestimiento subsiguientes.
- Sirve de soporte para el sistema desviador en caso de afluencia inesperada a poca profundidad.^[8]

5.1.2 Tubería de Revestimiento: es aquella tubería que recubre las paredes del pozo con el propósito general de protegerlo. Existen varios tipos de revestidores, los cuales se diferencian dependiendo de la función y la profundidad a la cual son asentados, entre estos tenemos:

5.1.2.1 Revestidor de Superficie.

- Soporta el resto de los revestidores.
- Protege de la corrosión cualquier tramo de tubería de revestimiento subsiguiente.
- Previene los derrumbes de los sedimentos no consolidados, más debilitados, que se hallan próximos a la superficie.
- Protege de la contaminación las arenas someras que contienen agua dulce.
- Proporciona resistencia a las arremetidas para poder perforar a mayor profundidad.
- Sirve de apoyo primario para los impide reventones.^[8]

5.1.2.2 Revestidor intermedio y camisa de perforación.

- Permite utilizar grandes pesos de lodo sin dañar las formaciones superficiales.

- Controla las zonas de sal y las lutitas desmoronables de fácil desprendimiento.^[8]

5.1.2.3 Revestidor y camisa de producción.

- Protege el ambiente en caso de una falla de tubería.
- Permite cambiar o reparar la tubería de producción.
- Aísla la zona productora de las demás formaciones.
- Crea un conducto de paso de dimensiones conocidas.^[8]

En la siguiente figura se presentan las posiciones de cada uno de los revestidores nombrados.

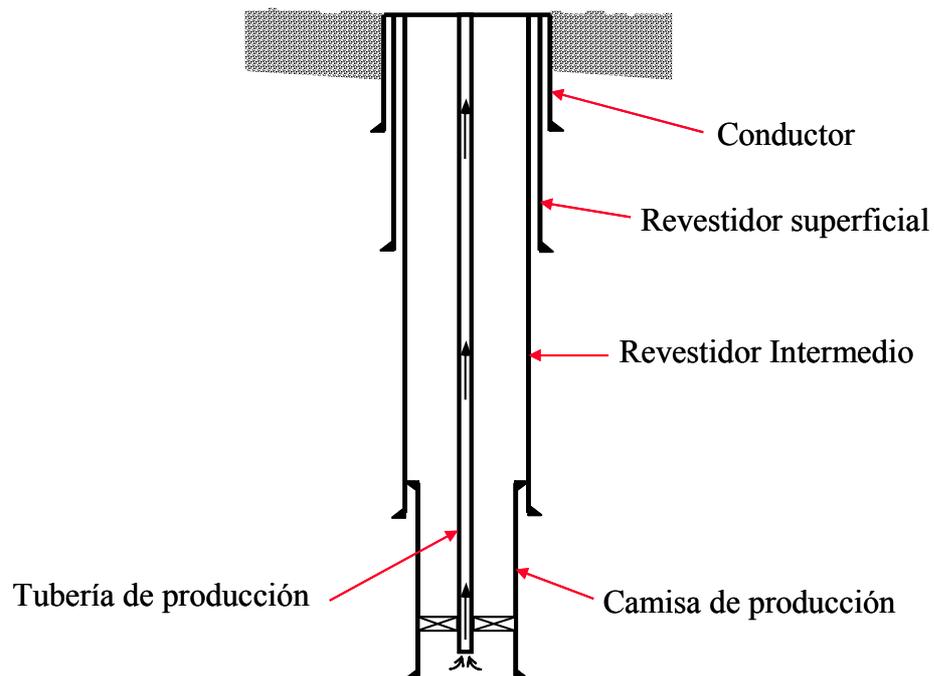


Figura 5.1. Tipos de Revestidores.

5.2 MÉTODO DE DISEÑO CONVENCIONAL Y VIDA DE SERVICIO.

Cuando se diseña una sarta de tubería de producción o de revestimiento con estos métodos, se encuentran factores adecuados para las cargas de estallidos, colapso y tensión. Estas cargas se generan a partir del peso suspendido de la sarta, las presiones superficiales internas, externas y las densidades de los fluidos.

El **método convencional** considera por separado las cargas de estallido, colapso y tensión. Por lo general, no se toma en cuenta la cementación, el pandeo, los cambios de temperatura, los esfuerzos de flexión, ni las variaciones en el área transversal. Este método convencional a menudo se traduce en un diseño demasiado conservador de sartas someras y aún más inadecuado para sartas profundas.

El **método de la vida de servicio** considera que el estado base de esfuerzo es aquel donde el revestidor se encuentra cementado. Una vez que el cemento ha fraguado, todo cambio que se lleve a cabo en el hoyo generará esfuerzos adicionales en la tubería de revestimiento. Estos se suman a las condiciones base para construir la carga de servicio. Es posible aplicar múltiples cargas para describir la vida de servicio de una sarta de revestimiento.^[9]

5.3 ASPECTOS DE MATERIALES Y CONEXIONES DE LOS TUBULARES.

Para efectos de diseño los tubulares que se utilizan como revestidor y tubería de producción, se identifican según cuatro parámetros:

- **Diámetro nominal:** Los revestidores están definidos como tuberías cuyo diámetro externos varían entre 4 ½" a 20". Entre las propiedades que se incluyen dentro de los estándares API para las tuberías y sus conexiones están: resistencia, dimensiones físicas y procedimientos de calidad, así como las máximas cargas que pueden soportar.^[9]

- **Peso nominal:** Generalmente se trata del peso nominal unitario en [lbs/ft], éste se usa con la tubería de revestimiento como base para determinar los factores de seguridad de las juntas en tensión y también en la identificación de las órdenes de compra.

El diámetro mínimo es controlado por un diámetro específico “Drift Diameter“, que es el diámetro mínimo de un mandril que debe pasar libremente sin sufrir obstrucción, con su propio peso por el interior de la tubería.^[9]

- **Grado:** Establece las propiedades mecánicas y la resistencia a la corrosión del producto. Consiste de una letra seguida de un número, el cual designa la mínima resistencia a la fluencia del acero en miles de lppc. En el gráfico 5.1, se puede apreciar la relación entre el esfuerzo vs. deformación.^[9]

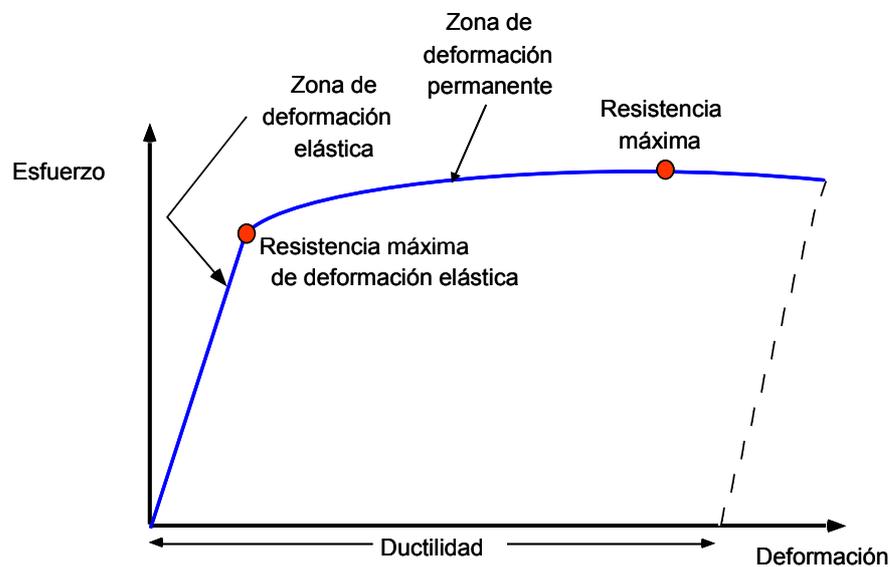


Gráfico 5.1. Relación entre esfuerzos vs. deformación.

Tabla 5.1 Relaciones de Grado y Resistencia de las Tuberías de Revestimiento.

Grado	Resistencia a la fluencia		Resistencia máxima
	Mínima (psi)	Máxima (psi)	Mínima (psi)
H40	40.000	80.000	60.000
J55	55.000	80.000	75.000
K55	55.000	80.000	95.000
N80	80.000	110.000	100.000
L80	80.000	95.000	95.000
C90	90.000	105.000	100.000
C95	95.000	110.000	105.000
T95	95.000	110.000	105.000
P110	110.000	140.000	125.000
Q125	125.000	150.000	135.000

- **Acabado final (tipo de rosca):** una conexión o junta es un dispositivo mecánico que se utiliza para unir tramos de tuberías, equipos de fondo y/o accesorios para formar una sarta de tubería con características geométricas funcionales específicas.

Existen varios tipos de conexiones estas son: ^[8,9]

- **Conexiones API:** son juntas que se rigen por especificaciones del dominio público, hay dos tipos:

Redondas:

- **IJ** - Integral Joint.
- **NUE** - Non upset tubing thread.
- **EUE** - External upset tubing thread.
- **STC** - Short thread connector.
- **LTC** - Long thread connector.

Trapezoidales:

- **BTC** - Buttress.

- **XL** - Extreme-line.

- **Las conexiones Premium:** vienen en gran variedad de formas y en general se clasifican como:
 - **MTC** - Estándar con sello metal-metal (VAM, BDS).
 - **MIJ** - Integral con sello metal-metal (PH-6, IJ4S).
 - **HW** - Especiales para paredes gruesas (HPC, VAM HW).
 - **LD** - Especiales para grandes diámetros (Big Omega, ATS).
 - **SLH** - Especiales de alto rendimiento y línea reducida (ULT, NJO).
 - **IFJ** - Especiales integrales, el diámetro externo suele ser menor a 1% por encima de la tubería (STL, FL-4S).

Una tubería típica se identifica como:

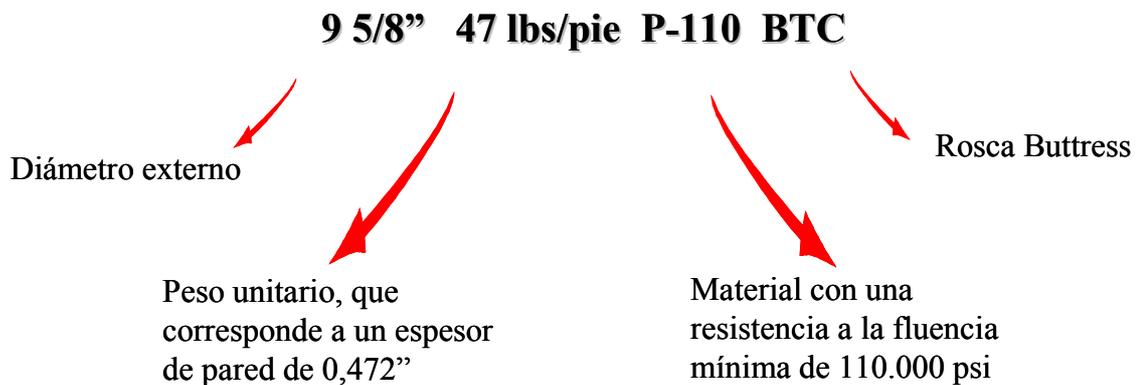


Figura 5.2. Características típicas de una tubería.

5.4 PARÁMETROS DEL DISEÑO.

En todo diseño de pozo se requiere un número limitado de premisas y conocer ciertas cosas acerca del pozo antes de proceder formalmente con los pasos del diseño. Los aspectos que se consideren determinarán el resultado del mismo y en última instancia el equipo que finalmente se instalará en el pozo.

A continuación se presenta cada una de estas premisas y consideraciones.

- **Seguridad:** La evaluación del riesgo que pueda correr la población, el ambiente y la propiedad debe ser parte de todo diseño, considerando fuentes de riesgo, que incluyen equipos y operaciones.
- **Operaciones:** Toma en cuenta los requerimientos de datos de exploración, desarrollo del campo y todo lo que sea necesario para poner a producir el pozo.
- **Áreas de conocimientos requeridas:** El diseño del pozo requiere conocimientos de áreas de ingeniería: ambiental, petróleo, mecánica, de materiales y otros.
- **Selección de diámetro:** Se hace principalmente según el diámetro del hoyo y su holgura con el tubular.

Un segundo criterio de selección es la consideración de dejar suficiente espacio para herramientas o para bajar un revestidor intermedio, debido a algún problema imprevisto. La figura 5.3, ilustra un monograma para la selección del diámetro del revestidor, en el cual la línea continua representa la solución más viable.

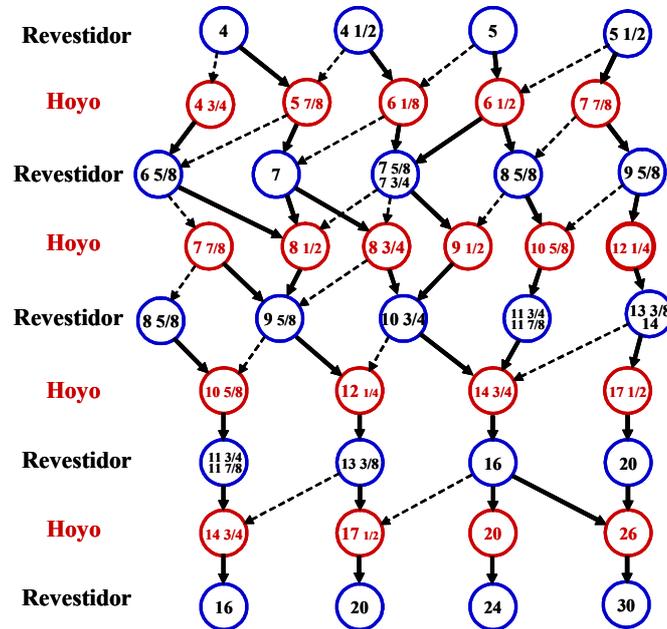


Figura 5.3. Secuencias usuales de diámetros de los revestidores, mechas y hoyos.

- **Diseño de vida de servicio:** el procedimiento de carga de diseño para la vida de servicio, consiste en considerar que cada elemento se encuentra bajo un sistema inicial de cargas, llamado caso base. Sobre este sistema se superponen las cargas de servicios, es decir, las cargas normales que probablemente le impondrá la operación. Una sarta se considera que está bien diseñada si para cualquier combinación de cargas base y de servicio mantiene los márgenes de seguridad mínimos necesarios.

El caso de carga o condición de servicio queda definido por:

- Un perfil de Presión Interna.
- Un perfil de Presión Externa.
- Un perfil de Temperatura.^[9]

5.5 DISEÑO DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.

Las profundidades a las cuales se asienta la tubería de revestimiento deben adaptarse a las condiciones geológicas y la función que ésta debe cumplir. En los pozos profundos, generalmente la consideración primordial es controlar la acumulación de presiones anormales en la formación, y evitar que alcancen y afecten zonas someras más débiles. De modo que la planificación de la colocación correcta del revestidor comienza por la identificación de las condiciones geológicas, presiones de la formación y gradientes de fractura. El método convencional de selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento comienza por la identificación del gradiente de fractura y el gradiente de presión de poro. Tal como se muestra en el gráfico 5.2, el proceso se inicia en el fondo, proyectando la densidad de lodo a la profundidad total (presión de poro más sobrebalance) hasta el punto en que se intercepta el gradiente de fractura menos un margen de arremetida. Se asienta el revestidor en ese punto y da inicio al proceso otra vez.^[9]

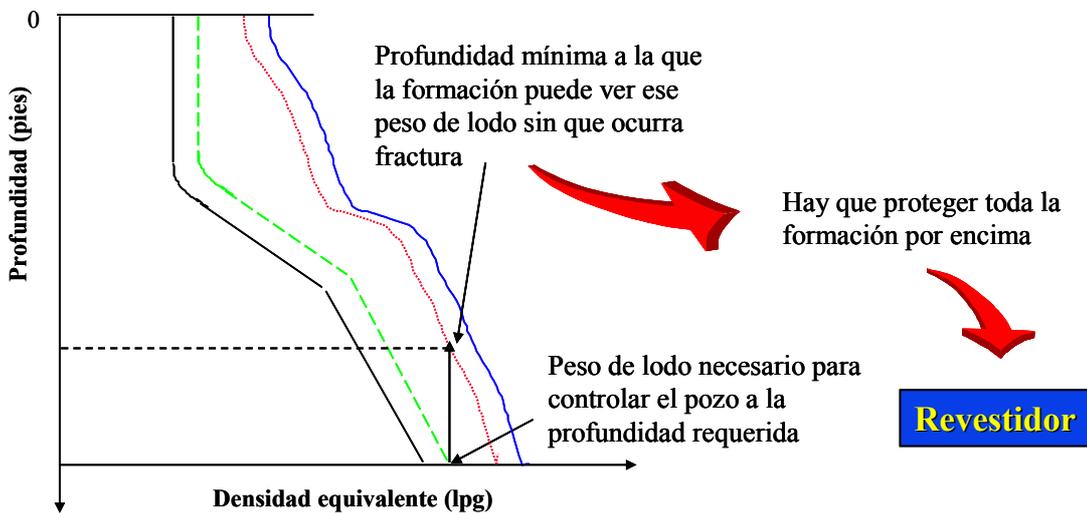


Gráfico 5.2. Profundidad vs. Densidad Equivalente.

5.6 CONDICIÓN INICIAL O CASO DE CARGA.

Se denominan **Casos de Carga** a aquellas condiciones a las que se supone se verá sometida la tubería a lo largo de su vida de servicio, por ejemplo:

- Prueba de presión.
- Arremetida de gas.
- Fuga de gas en la tubería de producción.^[8]

Tabla 5.2 Casos de cargas de los Revestidores.

Tipo de Revestido	Casos de Cargas Sometido
Conductor	* Pruebas de Presión. * 1/3 de vacío.
Superficie e Intermedio	* Pruebas de Presión. * 1/3 de Vacío. * Arremetida de gas. * Perforación.
Producción	* Vacío total. * Fuga de la tubería de producción cerca de la superficie con temperatura estática. * Fuga de la tubería de producción cerca de superficies calientes. * Tratamiento de fractura del revestidor.

5.7 CONSIDERACIONES DE DISEÑO.

Analizados los casos de carga, se deben comparar los resultados con la resistencia del material a:

- Colapso.
- Cedencia interna (estallido).
- Tracción/Compresión.
- Esfuerzos Von Mises.^[8]

Tabla 5.3. Factores de diseño de PDVSA.

	Colapso	Estallido	Tensión	Compresión	VME
Conductor	1	-	-	-	-
Superficial	1	1.1	1.6	1.3	1.25
Intermedio	1	1.1	1.6	1.3	1.25
Producción	1.1	1.1	1.6	1.3	1.25
Tub. Producción	1.1	1.1	1.6	1.3	1.25

Se llama **colapso** a la posibilidad de que la tubería falle por exceso de **presión externa**, esto se aprecia en la figura 5.4.

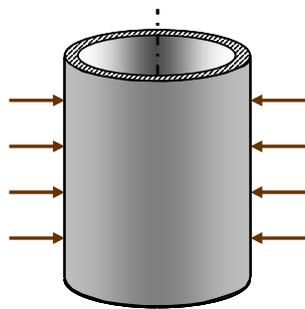


Figura 5.4. Representación de la dirección de fuerzas en Colapso.

El factor de diseño para colapso viene dado por la siguiente ecuación:

$$DF_c = \frac{\text{Resistencia al colapso de la tubería}}{\text{Presión de colapso equivalente}} \quad \text{Ecuación 5.7.1}$$

La presión de colapso equivalente se define como:

Donde:

$$P_e = P_o - \left(1 - \frac{2}{\left(\frac{D}{t} \right)} \right) \cdot P_i$$

Ecuación 5.7.2

Po = Presión externa [lppc].

Pi = Presión interna [lppc].

D = Diámetro externo [pulg].

t = Espesor [pulg].

La **cedencia interna o estallido**, se refiere a la posibilidad de que la tubería falle por exceso de presión interna. En la siguiente figura se observa una representación esquemática de una tubería sometida a presión interna.

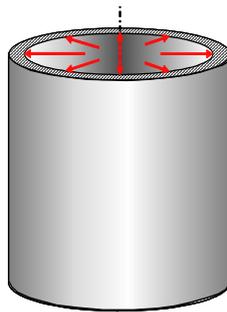


Figura 5.5. Representación de la dirección de fuerzas de Estallido.

El factor de diseño para estallido viene dado por:

$$DF_b = \frac{\text{Presión interna de fluencia}}{\text{Diferencial de presión interna}}$$

Ecuación 5.7.3

La ecuación que se emplea para calcular el valor nominal de la presión interna de estallido es la siguiente: ^[9]

$$P = 0,875 \cdot \left(\frac{2 \cdot R_p \cdot t}{D} \right)$$

Ecuación 5.7.4

Donde:

P = Presión interna de fluencia del cuerpo de tubería [lppc].

R_p = Resistencia a la fluencia mínima del cuerpo de tubería [lppc].

t = Espesor de la pared del cuerpo de la tubería [pulg].

D = Diámetro externo del cuerpo de la tubería [pulg].

La resistencia a la **tracción/compresión**, aunque no es un valor definido por la API es un parámetro de diseño sumamente importante. En general, el valor nominal para revestidores y tuberías de producción se basa en la resistencia a la tensión del material.

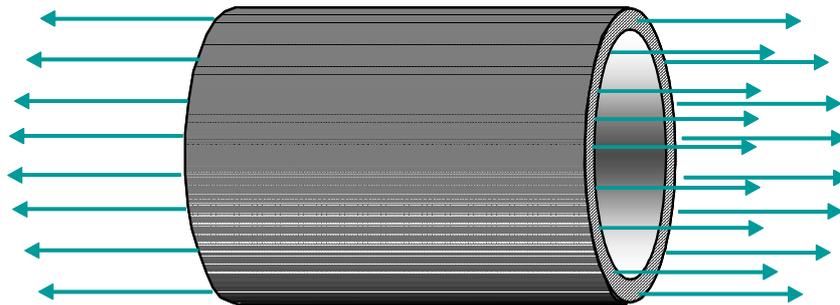


Figura 5.6. Efecto de Tensión.

Hay que considerar por otra parte, que frecuentemente la conexión es más resistente que el tubo, por lo que siempre hay que verificar la resistencia de éste.

Los **esfuerzos Von Mises**, se originan cuando una pieza está sometida a varias cargas simultáneas, la mejor forma de considerarlas es calculando un esfuerzo equivalente y comparando dicho esfuerzo con la resistencia a la deformación del material. Los esfuerzos simultáneos que actúan en la tubería son:

- Axiales, de las cargas de tracción, compresión y/o flexión a que está sometida la tubería.
- Radiales, de las presiones internas y externas.
- Tangenciales, también de las presiones.
- Cortantes, de una posible torsión.

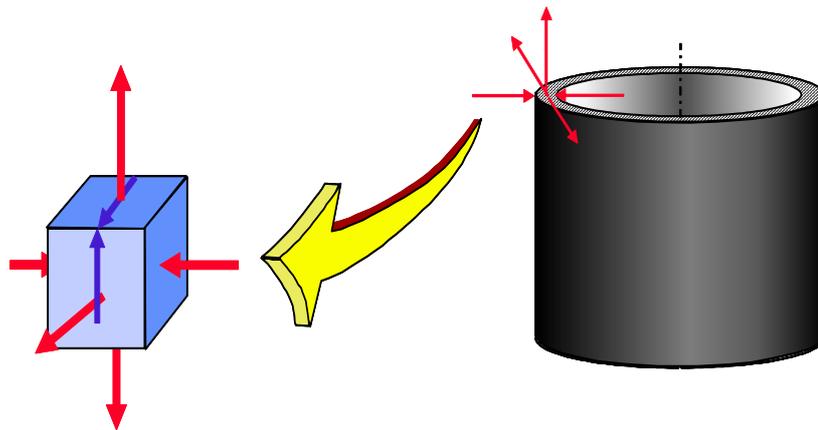


Figura 5.7. Esfuerzos simultáneos que actúan en las tuberías.

Consideraciones Generales:

Para el diseño de la tubería por Tensión-Compresión se tienen que tener en cuenta los siguientes factores:

- **Factor de Flotabilidad:** suponiendo que se tiene un pozo vertical, se puede calcular un factor de flotabilidad que permita determinar el peso sumergido en la tubería. El factor de flotabilidad siempre es menor a uno, y al multiplicarlo por el peso del aire de la sarta, dará el peso de la sarta en flotación. ^[9]

El factor de flotación viene dado por:

$$BF = \left(1 - \frac{\rho_l}{\rho_a} \right) \quad \text{Ecuación 5.7.5}$$

Donde:

BF= Factor de Flotación “Bouyancy Factor”.

ρ_1 = Densidad de lodo.

ρ_a = Densidad del acero (65,2 lpg = 488 lbs/ ft³).

- **Efectos térmicos:** otros de los factores que afecta la cantidad de tensión en la sarta, son los cambios de temperatura. Cualquier cambio de temperatura con respecto al estado de instalación provoca un cambio de longitud debido a la expansión térmica del material. Como la tubería está fija en sus partes superior e inferior, la expansión térmica se ve impedida y aparece una fuerza sobre el tubular. La fuerza será de compresión negativa cuando aumente la temperatura y tensión positiva cuando disminuya la temperatura.^[9]

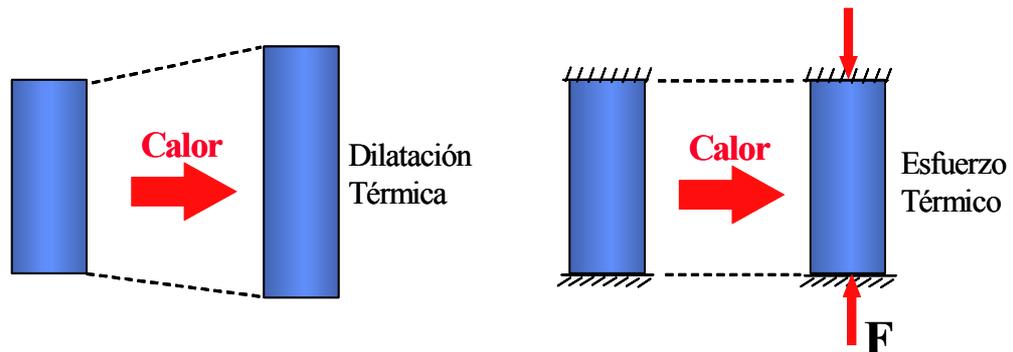


Figura 5.8. Efecto de la Temperatura.

La fórmula para calcular la fuerza asociada a estos cambios de temperatura se deduce al compensar la posible deformación térmica con una deformación elástica de la misma magnitud y sentido contrario, con lo que queda:^[9]

$$F_{TEMP} = -\alpha \cdot E \cdot A_p \cdot \Delta T$$

Ecuación 5.7.6

Donde:

F_{TEMP} = Fuerza aplicada por cambios de temperaturas [lbf].

α = Coeficiente de expansión térmica [$^{\circ}F^{-1}$].

E= Modulo de Elasticidad [lppca].

A_p = Área transversal del cuerpo de la tubería [$pulg^2$]= $0,7854 \cdot (D^2-d^2)$.

D= Diámetro externo del cuerpo de la tubería [pulg].

d= Diámetro interno del cuerpo de la tubería [pulg].

ΔT = Cambio de temperatura en la relación con el estado de instalación [$^{\circ}F$].

- **Efecto del Abombamiento:** en la figura 5.9 se puede observar que cuando se presuriza un revestidor por dentro, su diámetro se “abomba” ligeramente. Esto hace que se acorte su longitud. Sin embargo como la tubería sigue fija por su parte inferior aparece una fuerza de tracción adicional.^[9]

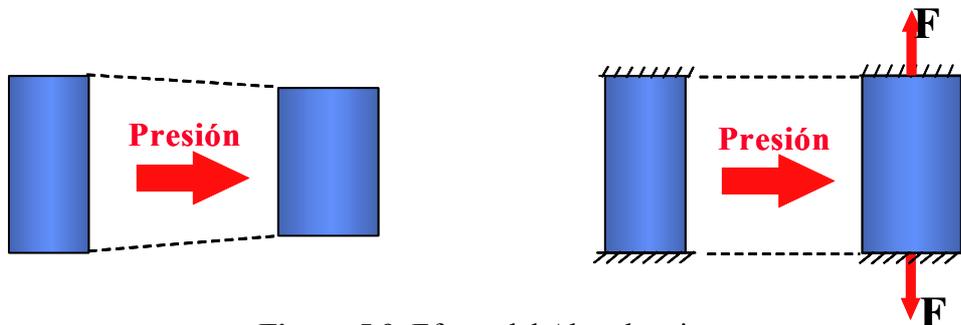


Figura 5.9. Efecto del Abombamiento.

- **Efecto de la Flexión:** los efectos de flexión debido a pandeo o curvatura del hoyo (patas de perro) generan esfuerzos. La flexión induce esfuerzos de tensión axial en el lado externo. La curvatura de un pozo direccional se expresa generalmente en términos de cambio de ángulo del hoyo por unidad de longitud. Ver figura 5.10.^[9]

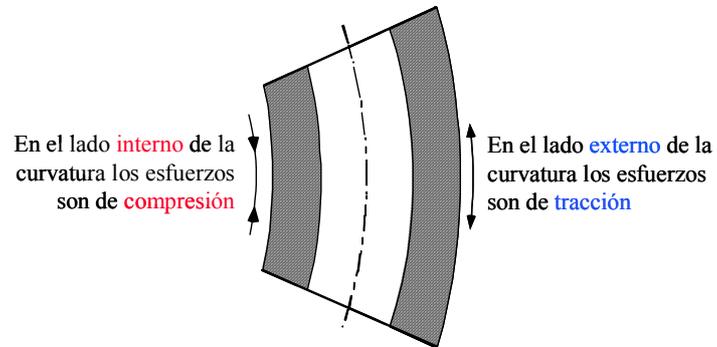


Figura 5.10. Efecto de Flexión.

6. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS

6. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS

6.1 CONCEPTOS BÁSICOS.

Horizonte económico: Se refiere al período de tiempo establecido durante el cual se calculan los flujos de caja de una propuesta de inversión. Generalmente este período fluctúa entre 10 y 20 años, sin embargo, existirán propuestas que requerirán ser evaluadas en períodos mayores o menores. No es recomendable establecer un horizonte económico demasiado extenso, debido a que se dificultan las estimaciones de flujo efectivo por el desconocimiento del comportamiento futuro de las variables económicas a ser utilizadas.^[10]

Vida útil: Es el período estimado de duración del activo y constituye la base para el cálculo de la depreciación; puede ser igual o mayor al horizonte económico pero nunca menor. Para los activos de las Industrias Petrolera, Petroquímica y Carbonífera la vida útil está establecida en el Manual de Normas y Procedimientos de Finanzas, sobre Política de Depreciación.^[10]

Flujo de caja o flujo efectivo: Se determina con los ingresos y egresos que durante el horizonte económico establecido genere el programa o proyecto en evaluación. La estimación del flujo efectivo constituye la primera fase de la evaluación, por lo que la buena calidad de las estimaciones y el mayor conocimiento respecto a las variables a ser consideradas inciden en la obtención de resultados más reales.^[10]

$$F.E = \text{Ingresos} - \text{Inversiones} - \text{Costos} - \text{Gastos} - \text{I.S.L.R} - \text{Regalías} \quad \text{Ecuación 6.1}$$

Ingresos: Dinero, o cualquier otra ganancia o rendimiento de naturaleza económica, obtenido durante cierto periodo de tiempo. El ingreso puede referirse a un individuo, una entidad, una corporación o un gobierno.^[10]

$$\text{Ingresos}_{\text{año}} = \Delta NP_{\text{AÑO}} * (\text{PR}_{\text{crudo}} + \text{PR}_{\text{gas}} * \text{RGP}_{\text{EST}}) * T_{\text{cambio}} \quad \text{Ecuación 6.2}$$

Donde:

Ingresos_{año} = Ingresos por año [Bs.].

$\Delta NP_{AÑO}$ = Volumen estimado de producción de crudo por año [BNP].

PR crudo = Precio de referencia del crudo [\$/BNP].

PR gas = Precio de referencia del gas [\$/PC].

RGP_{EST} = Relación gas petróleo estimada [PC/BNP].

T_{cambio} = Tasa de cambio estimada durante el periodo de evaluación [Bs. /\$].

En el caso de la Industria Petrolera, los ingresos están asociados a programas y/o proyectos de inversión cuyos objetivos varían desde mantener un nivel de producción específico hasta desarrollar la infraestructura requerida para almacenar y distribuir productos en el Mercado Interno. Los ingresos generados de estos programas y/o proyectos se determinan sobre la base del valor de las ventas potenciales de petróleo, gas y productos derivados que se espera realizar, tanto en el Mercado de Exportación como en el Mercado Interno ^[10]. A continuación se definen los ingresos por cada uno de estos mercados:

- Ventas de Exportación: Para determinar el ingreso se multiplica el volumen estimado de crudo, gas o producto que el programa o proyecto generará, por el precio de exportación correspondiente. Para estos efectos se utilizarán los precios a corto, mediano y largo plazo correspondiente al escenario más conservador.^[10]
- Ventas al Mercado Interno: Para determinar el ingreso se multiplica el volumen estimado de productos que el programa o proyecto generará, por el precio neto de ventas vigente para el mercado interno (precio según Gaceta-impuesto consumo-participación de expendedor-costos de transporte cuando proceda).^[10]
- Valor de chatarra de un activo o Valor de Rescate: Es aquel que ostenta un activo depreciable solo cuando esté físicamente usado hasta su fin (que no hay

probabilidad de uso o que para usarlo sea necesario incurrir en reparaciones excesivas) o bien cuando el activo está técnica y/o económicamente obsoleto.^[11]

- Valor del mercado esperado: El valor de mercado de un activo al término del horizonte económico conceptualmente equivale al valor actual de los flujos de efectivos que el activo es capaz de generar en el futuro, considerando que aún tiene vida útil productiva.^[10]

Costo de operaciones y mantenimientos: Son todos aquellos costos necesarios para la operación y mantenimiento de la propuesta en evaluación. Entre los parámetros más importantes que deben formar parte de la estructura de costo de operación y mantenimiento se encuentran: ^[11]

- Labor: Corresponde al costo de los sueldos, salarios y beneficios del personal cuyo esfuerzo físico o intelectual está directa o indirectamente relacionado con las actividades de operación, administración y mantenimiento de la propuesta de inversión.
- Materiales generales: Está asociado al costo de los materiales que se utilizarán en las actividades de operación, mantenimiento y administración de la propuesta.
- Materiales de proceso: Se refiere al costo de productos químicos catalizadores, aditivos y otros productos que se utilizarán en el proceso de producción de la propuesta de inversión.
- Combustible: Es el costo del gas natural, coque, gas de refinación y otros productos líquidos utilizados como fuente energética de los procesos de operación.

- Servicios industriales: Es el valor estimado de compra de electricidad, agua, vapor y cualquier otro insumo necesario para la operación del programa o proyecto inherente a servicios industriales.

- Servicios contratados: Comprende los costos estimados de los servicios de terceros que se prestarán bajo contrato. Entre estos servicios, generalmente se incluye mantenimiento (parada de planta y mantenimiento extraordinario), transporte y alquiler de equipos, herramientas, consultorías y asistencia técnica.

- Apoyo tecnológico: Bajo este elemento debe incluirse el costo estimado de los contratos de asistencia técnica que se estimen suscribir con empresas especializadas en diferentes materias.

Costos fijos: Son aquellos costos asociados a una actividad que permanece relativamente constante en un rango de producción. Ejemplo: labor, mantenimiento, seguros, investigaciones.^[11]

Costos Variables: Son aquellos costos que cambian con la producción. Ejemplo: materiales químicos, electricidad, agua, vapor, costos del taladro.^[11]

Depreciación: La depreciación contabiliza la disminución del potencial de utilidad de los activos invertidos en un negocio, bien por la pérdida de valor debida al desgaste físico por la utilización habitual del bien, como el caso de la maquinaria bien debido al deterioro provocado por la acción de los elementos, como en el caso de un edificio antiguo o la erosión de la tierra; o a la obsolescencia que es debida a los cambios tecnológicos y a la introducción de nuevas y mejores máquinas y métodos de producción. Sin embargo, no se trata de reflejar la caída del valor de mercado de los activos.^[10]

Impuesto de explotación o Regalía: Se refiere al Impuesto que el Fisco Nacional estableció sobre la producción de petróleo crudo y del gas natural utilizado como combustible o hidrocarburos líquidos y azufre producidos. La tasa vigente del Impuesto equivale a un 16 2/3% del valor mercantil del petróleo extraído fiscalizado, hidrocarburos líquidos producidos / derivados del gas natural tratados en las plantas de gasolina natural, gas natural enajenado y/o utilizado como combustible y azufre producido. Para estos efectos cada una de las filiales operadoras firman convenios individuales con el Ministerio de Energía y Minas en el cual se establece.^[10]

Gravedad API por tipo de crudo de referencia:

- Pesados y Extrapesados < 22 Lagunillas 15° API.
- Medianos 22<=26<29 Tía Juana 26 ° API.
- Livianos => 29 Tía Juana 31° API.

$$\text{Regalía}_{\text{AÑO}} = 30 * [\Delta \text{NP}_{\text{AÑO}} * \text{Valor Mercantil} * T_{\text{CAMBIO}} / 100] \quad \text{Ecuación 6.3}$$

Donde:

$\text{Regalía}_{\text{AÑO}}$ = Regalías por año [MMBs].

$\Delta \text{NP}_{\text{AÑO}}$ = Volumen producido de petróleo por año [MMBNP].

Valor Mercantil = Precio de Venta del Crudo [\$/BNP].

T_{CAMBIO} = Tasa de cambio [Bs. /\$].

Como puede observarse en ésta ecuación interviene el valor mercantil del crudo, la cual se calcula dependiendo de la relación entre el crudo que se desea comercializar y su crudo marcador. La ecuación siguiente muestra la relación general para el valor mercantil de cualquier crudo pesado y extrapesado (menos de 22° API) y su precio de referencia.

$$VM = 0.945 * PR_{\text{crudo}} + 0.268 * (\text{°API} - 15)$$

Ecuación 6.4

Donde:

VM = Valor Mercantil o Precio de Venta en el Mercado.

PR crudo = Precio de referencia.

°API = Gravedad API del crudo extrapesado que se desea comercializar.

Aporte Legal a PDVSA: La Ley Orgánica que reserva al Estado Venezolano La Industria y el Comercio de los Hidrocarburos del año 1967, establece que las empresas operadoras, entregaran mensualmente a la empresa matriz, una cantidad de dinero equivalente al 10% de los ingresos netos del petróleo exportado por ella.^[10]

Ganancia antes el ISLR: Equivale a la diferencia aritmética entre el total de ingresos y el total de egresos (incluida la depreciación). Conceptualmente y desde el punto de vista de la evaluación económica de la propuesta corresponde al beneficio del proyecto o programa ante del cálculo del ISLR.^[11]

La ganancia y flujo de caja después del ISLR: Corresponde a la diferencia aritmética entre la ganancia antes del ISLR y el valor determinado como impuesto. Conceptualmente y desde el punto de vista de la evaluación económica, constituye el flujo neto de efectivo base para la evaluación.^[11]

Impuesto sobre la Renta (ISLR): corresponde al valor estimado que debe incluirse en una propuesta, por concepto de ISLR. Es un efecto que tendrá cualquier proyecto de inversión y deberá ser pagado al Fisco Nacional (Estado) como consecuencia del enriquecimiento neto o renta gravable. Se calcula según lo establecido en la Ley de Impuesto Sobre la Renta Vigente, con la siguiente ecuación.^[10]

$$I.S.L.R = 0,50 * [\text{Ingresos} - \text{Depreciación} - \text{Regalías} - \text{CP}]$$

Ecuación 6.5

Donde:

I.S.L.R = Impuesto sobre la Renta [MMBs].

Ingresos = Ingresos por año [MMBs].

Regalías = Regalías por año [MMBs].

C.P = Costo de Producción [MMBs].

Tasa de descuento: Porcentaje de beneficio mínimo esperado por la inversión a realizar y representa una medida del valor del dinero en el tiempo.^[11]

Indicadores financieros dinámicos: Son aquellos indicadores que consideran el valor del dinero en el tiempo, esto permitirá analizar en forma más exacta el comportamiento de los flujos de caja de los modelos financieros. Los indicadores financieros más importantes son.^[11]

- Valor Presente Neto (VPN): Es la sumatoria de todos los flujos de caja neto, descontados a una tasa de descuento determinada.

$$VPN = \sum_{i=0}^N \frac{FE_i}{(1+d)^i} \quad \text{Ecuación 6.6}$$

Donde:

FE_i = Flujo de Efectivo en el Año i .

d = Tasa de descuento establecida por la Corporación (10%).

N = Años de vida del proyecto.

- Tasa Interna de Retorno (TIR): Se denomina Tasa Interna de Retorno a la tasa de interés promedio que iguala el valor presente de un flujo de ingresos y gastos con la inversión inicial. Hace que el valor presente de un proyecto sea igual a cero. Ésta se utiliza cuando se desea obtener una indicación

porcentual del rendimiento del proyecto que permita compararlo con el rendimiento de otros proyectos o instrumentos financieros.

$$0 = \sum_{i=0}^N \frac{FE_i}{(1 + TIR)^i} \quad \text{Ecuación 6.7}$$

Donde:

FE_i = Flujo de Efectivo en el Año i .

TIR = Tasa interna de Retorno.

N = Años de vida del proyecto.

La tasa interna de retorno debe calcularse por algún método iterativo o utilizando el perfil del valor presente neto. El resultado obtenido debe ser manejado con mucho cuidado, ya que bajo ciertas condiciones aparecen varios valores de TIR que satisfacen su definición matemática.

Para la consideración de una propuesta en la Industria Petrolera Estatal, la tasa interna de Retorno debe ser de al menos un 15 por ciento (%), para que pueda entrar en el Presupuesto de Inversiones de la Corporación. Por otra parte si la Tasa interna de retorno esta entre 10 y 15 por ciento, entonces el proyecto en cuestión debe competir con otros proyectos. Mientras que una tasa interna de retorno menor a 10% es inaceptable para la ejecución de un proyecto.

- Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM): Es aquella tasa interna de retorno que no considera las tasas de financiamiento de las inversiones y de la re-inversión de los excedentes de efectivo.

- Período de Recuperación Dinámico o "Dynamic Pay Out" (DPO): Se define como el tiempo necesario para que la suma de los flujos netos anuales descontados iguale la inversión inicial.
- Eficiencia de la Inversión (EI): Es la rentabilidad que se obtiene en términos reales por cada unidad monetaria invertida.

$$EI = \frac{VPN}{\sum_{i=0}^N \frac{INV_i}{(1+d)^i}} \quad \text{Ecuación 6.8}$$

Donde:

EI = Eficiencia de la Inversión [Bs. /Bs.].

VPN = Valor presente Neto [Bs.].

INV_i = Inversión ejecutada en el periodo i.

N = Años de vida del proyecto.

Indicadores financieros estáticos: Son aquellos indicadores que no consideran el valor del dinero en el tiempo, y su uso se recomienda únicamente como una evaluación preliminar a fin de determinar en primera instancia la posible conveniencia de ejecutar un proyecto. Entre ellos tenemos:^[11]

- Flujo de Caja Neto (FCN): Consiste en sumar todos los cobros realizados menos todos los pagos efectuados durante el horizonte económico del proyecto, o lo que es igual sumar todos los flujos anuales.
- Período de Recuperación de la Inversión o "Static Pay Out" (SPO): Definido como el período de recuperación de la inversión, el cual consiste en calcular los años en que el proyecto tarda en recuperar la inversión inicial.

Inversión: Gastos para aumentar la riqueza futura y hacer posible un crecimiento de la producción.^[10]

Tasa de interés: Tasa por la cual medimos el precio del costo de oportunidad del dinero.^[11]

Valor esperado interno: El valor esperado interno de un activo al término del horizonte económico conceptualmente equivale al valor actual de los flujos de efectivo que el activo es capaz de generar en el futuro, considerando que aún tiene vida útil productiva.^[11]

Valor residual: Es una expresión estrictamente contable y equivale al valor neto en el libro (valor original menos depreciación acumulada) en cualquier período.^[10]

6.2 MODELO ECONÓMICO.

Un modelo económico debe evaluar varios esquemas de estrategias de producción. Es como la predicción de tendencias futuras del mercado, por lo cual se deben hacer predicciones bajo los diversos guiones económicos, con el fin de conseguir una buena percepción de la sensibilidad de los ingresos netos esperados del mercado. Se han diseñado modelos económicos para simular el desarrollo y funcionamiento de proyectos reales de recuperación de crudo. Las características del yacimiento y el costo del crudo residual producido se introducen en los modelos económicos y se generan las siguientes estimaciones:

- La cantidad de crudo que se producirá del proyecto.
- El precio suficiente para reembolsar todos los costos del proyecto y proporcionar un retorno adecuado en la inversión.
- Programar lo que se producirá del yacimiento.

Estas estimaciones se toman en cuenta para las consideraciones de predicciones globales de producción diaria, producción acumulada y última recuperación.^[12]

6.3 ESTRUCTURA GENERAL DEL MODELO ECONÓMICO.

La predicción de la cantidad de crudo residual que puede ser recuperado está basada en los parámetros reales del yacimiento, la saturación de crudo residual y las técnicas de recuperación primaria y secundaria. Las estimaciones de la cantidad de crudo producido, están basadas en la composición del yacimiento y en el modelo de simulación, las estimaciones de precios en la proyección de los flujos de caja y en la tasa de retorno. Los ingresos se obtienen por la producción de crudo, los egresos se generan de la inversión, los gastos del desarrollo del campo, gastos de equipo, mantenimiento, costo de material de inyección y otros. Los flujos de caja de dinero se expresan en dólares por año del tiempo de iniciación del proyecto, estos son basados en las características de desarrollo, numerosas técnicas específicas y costo general de parámetros. Las estimaciones de producción se combinan con la inversión, costo de operación y varias tasas de retorno para calcular de esta manera el precio requerido de crudo. Recíprocamente, distintos "software" proporcionan el rendimiento de las tasas de retorno para una serie de precios fijos.^[12]

7. AREA DE ESTUDIO

7. AREA DE ESTUDIO

7.1 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.

La cuenca Barinas-Apure, es una depresión estructural en el basamento ígneo metamórfico precretáceo, rellena de sedimentos del Cretácico y Cenozoico hasta una profundidad que excede los 16000 pies en su parte más profunda. Situada en la parte Suroccidental del país, tiene una profundidad poligonal bien delineada, limitada al oeste y noroeste con los Andes venezolanos, al norte con los extremos occidental del Sistema del Caribe, al este y noroeste con el arco de El Baúl; al suroeste con el Escudo de Guyana al sur está separada de la cuenca de Los Llanos Colombianos por su alto gravimétrico entre los Ríos Apure y Arauca. [13]

La cuenca Barinas Apure está separada de la cuenca Maracaibo por los Andes, que aportaron a la cuenca Barinas-Apure un gran espesor de depósito continentales de Oligoplioceno, discordante sobre una superficie de rocas precretáceas y de sedimentos marinos del Cretáceo y del Eoceno superior, está separada por la cuenca oriental de Venezuela por el arco El Baúl, que probablemente fue una barrera positiva a partir del Cretácico, indicado por el aumento general del espesor de los sedimentos cretácicos al éste y oeste del arco. (ver figura 7.1)^[13]

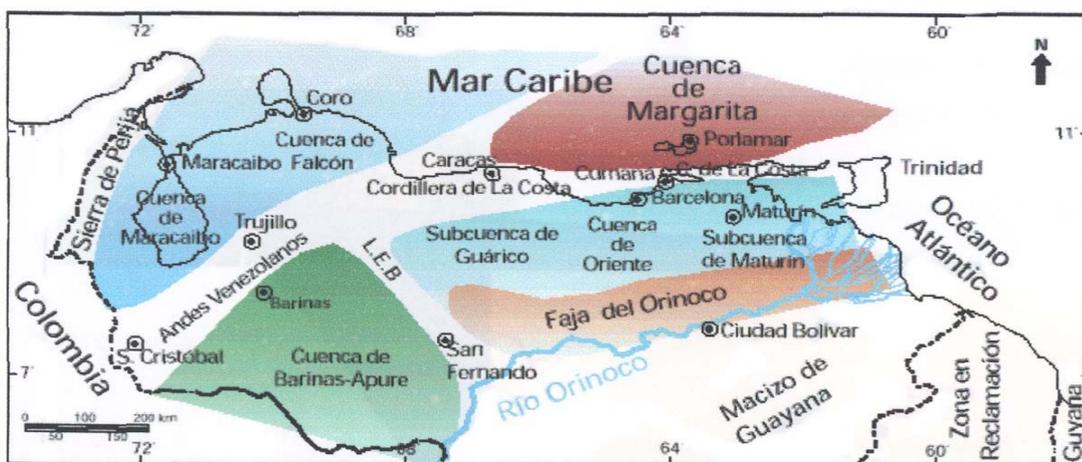


Figura 7.1 Cuenca de Venezuela.

La Cordillera de los Andes y la Cordillera Oriental de Colombia están compuestas por un complejo de rocas ígneo-metamórficas y sedimentos, que abarcan desde el Precámbrico hasta el Cuaternario. El Escudo de Guayana está principalmente formado por un antiguo grupo de rocas ígneo-metamórficas de edad del Precámbrico. Estos dos complejos forman las fuentes principales de sedimentos durante la edad del Mesozoico y el Cenozoico.^[13]

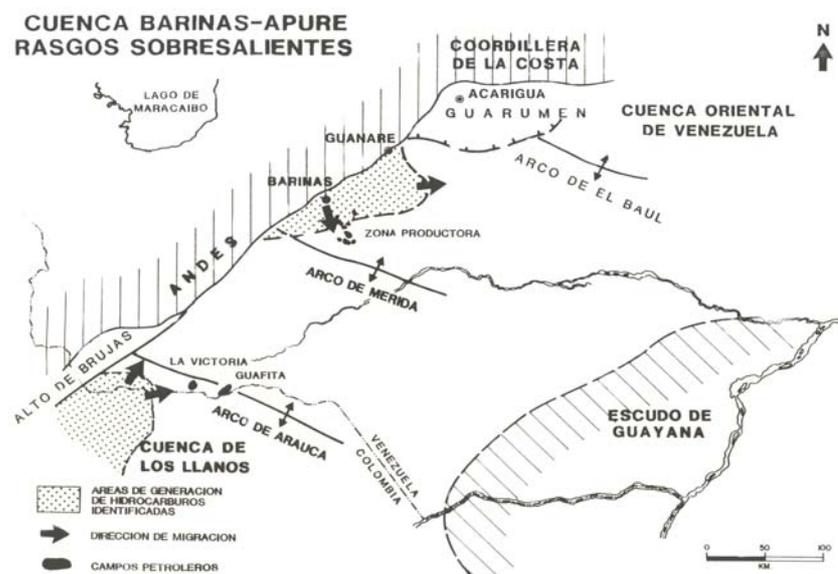


Figura 7.2 Rasgo Sobresaliente de la Cuenca Barinas-Apure.

7.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO SINCO.

Los campos HATO-VIEJO y SINCO, se encuentran a unos 45 km al sureste de la ciudad de Barinas, Estado Barinas, abarcando una superficie de 120 km² aproximadamente (Figura 7.3). Dichos campos pertenecen a la Cuenca de Barinas – Apure, la cual representa una depresión estructural situada al suroeste del país, limitada al noroeste por los Andes venezolanos, al norte por la prolongación de la Serranía del Interior Central, al este y noreste por el levantamiento de El Baúl y al sur, se separa de los Llanos colombianos, por un alto gravimétrico situado entre los ríos Apure y Arauca.^[14]



Figura 7.3 Ubicación del Área Estudio.

Dentro de esta cuenca se han descubierto 12 campos petroleros, de los cuales 10 están concentrados en una superficie relativamente pequeña de 1200Km², ubicada a unos 30Km al Sureste de Barinas y está denominada Área Mayor de San Silvestre o zona productora de Barinas. Entre éstos el campo SINCO es considerado un campo grande mientras los campos HATO VIEJO, PAEZ y MINGO son de menor importancia. La figura 7.4, representa los 12 campos petrolíferos de Barinas.^[14]

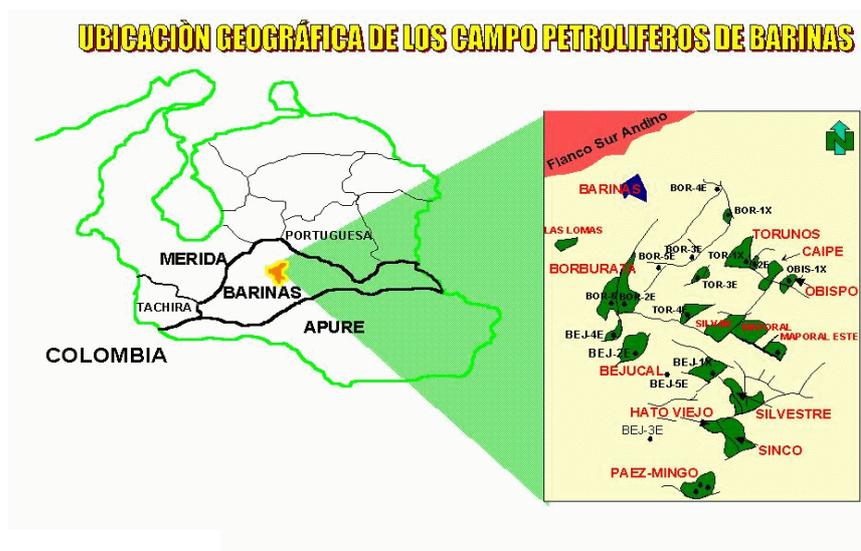


Figura 7.4. Campos del Área de Barinas.

7.3 ANTECEDENTES.

El pozo descubridor de la cuenca de Barinas, fue el pozo Uzcátegui del Campo Barinitas en 1930 y el pozo descubridor del Campo SINCO fue el SIN-1 perforado en 1953, con una producción inicial de 398 B/D con 0.5% A y S., por la Compañía Mobil de Venezuela en la formación Escandalosa.

Recientemente, MINPRO, C.A. (1997) realizó una revisión geológica que abrió las puertas a la necesidad de un estudio integrado del área. Se puede decir, que este es el primer estudio de esta naturaleza que se realiza en el campo SINCO.

En el área de interés se han efectuado dos estudios de yacimientos donde cabe destacar lo siguiente: el primero se efectuó en el año 1984 por la empresa EGEP Consultores, S.A. con el objetivo de identificar las acumulaciones petrolíferas en el campo. El segundo estudio fue efectuado en el año 1992 por la Gerencia de Ingeniería de Petróleo e Ingeniería de Yacimientos de CORPOVEN. Este último está restringido al análisis de algunos yacimientos de las arenas "O".

El estudio de yacimientos preparado por la empresa EGEP Consultores S.A. (1986) presenta un análisis convencional de los yacimientos utilizando la interpretación estructural disponible para ese entonces. El estudio a pesar de la época y las limitaciones confrontadas, indicó la comunicación efectiva a través de un buen número de fallas y que el mecanismo de producción predominante ha sido el empuje de agua de fondo proveniente de acuíferos hidrodinámicos, lo cual resulta necesariamente en conificación del agua de fondo, agravada por la baja diferencia en gravedades específicas entre líquidos. Adicionalmente señala la tendencia estable de las presiones medidas como consecuencia de la actividad de los acuíferos asociados.

En el estudio referido la determinación de los mecanismos de producción actuantes en estos yacimientos no fue completada con un plan de explotación y aprovechamiento de estos mecanismos para mejorar la recuperación de petróleo, posiblemente debido al alcance limitado del estudio que los restringía a la determinación de la conformación de los diferentes yacimientos. Ni posteriormente ha sido aplicada una política de explotación cónsona con la física del yacimiento. En el estudio actual se amplían y demuestran estos hallazgos y adicionalmente se presenta un plan de explotación acorde con ellos.

En 1992 se preparó el “Estudio Geológico de la Arena “O-3” y Estudio de Ingeniería de los Yacimientos S-25, S-3 Campo SINCO. Las calcarenitas “O” conforman unos yacimientos que difieren de los yacimientos de las otras arenas de las formaciones Gobernador y Escandalosa. Entre las diferencias importantes se señalan las propiedades petrofísicas y características de los yacimientos tales como los posibles mecanismos de producción. El informe de 1992 tuvo como objetivo evaluar los yacimientos de las calcarenitas “O” para determinar planes de explotación. Sin embargo, el objetivo no se logró debido principalmente a la falta de información básica en los yacimientos estudiados y simulados, se indica, que el agua producida no proviene del mismo yacimiento sino de otra arena debido a problemas de comunicación por lo que los resultados del modelo geológico y de ingeniería no coinciden con la producción real de los yacimientos. Para el yacimiento S-25 - O3 se determinó que debido a las condiciones de saturaciones remanentes y de calidad de arena, este yacimiento no posee áreas prospectivas de explotación o desarrollo, diferentes a las actuales y que, por lo tanto, no resultaría conveniente ni el reacondicionamiento de los pozos actualmente inactivos, ni la perforación de pozos adicionales.

En 1997 MINPRO C.A. realizó una revisión Geológica y Actualización del Sinco. En esta revisión se estableció un modelo geológico preliminar del área que dio paso a la realización de estudios integrados más detallados del Campo.^[14]

7.4 HISTORIA SEDIMENTARIA.

Los sedimentos han sido depositados en el área de la Cuenca Barinas-Apure desde el Paleozoico, pero ya que estos sedimentos han sido generalmente metamorfizados o son poco atractivos desde el punto de vista petrolífero, ellos son considerados de poca importancia para el presente estudio. Las rocas superiores del basamento son consideradas en algunas localidades como equivalentes a la Formación La Quinta de edad Mesozoico Temprano a Medio, la cual consiste principalmente de depósitos continentales con rocas volcánicas mezcladas (Felder, 1980). Aunque en muchas áreas, se presume la presencia rocas metamórficas e ígneas de edad Precámbrico o Paleozoico que se encuentran expuestas en los bordes de la cuenca. En el área Sinco, un granito rosado, rico en feldespatos alterados se reporta como parte del basamento presente.

Durante el Cretácico Temprano, ocurrió la depositación de sedimentos fluviales y clásticos arenosos que rellenaron los grábenes Jurásicos, los cuales corresponden a la Formación Río Negro, seguido de sedimentos marino-costeros de la Formación Aguardiente, con la mayor influencia de sedimentos que se originaron en el Escudo de Guayana al sur. La Formación Río Negro, de origen continental, asociada con facies marinas someras menores, está caracterizada por conglomerados y areniscas de grano grueso, mientras que la Formación Aguardiente, corresponde a areniscas transgresivas principalmente de origen marino-costero, la cual se caracteriza por su mayor contenido de areniscas calcáreas, duras y de grano variable, y lutitas, que algunas veces contienen fósiles marinos, especialmente en calizas presentes en la formación.

Alrededor del Cretácico Medio, el área estaba sujeta a sedimentos marino someros, representado por las arenas basales de la Formación Escandalosa, carbonatos de ambiente somero del Miembro Guayacán de la misma formación, las lutitas de los miembros Morita y Quevedo de la Formación Navay, infrayacentes a las arenas, lutitas y lodolitas algunas veces glauconíticas de la Formación Burgüita, en las cuales la fauna fósil indica un

ambiente de sedimentación más profundo. La Formación Burgüita no es reportada en el campo Sinco debido a que está completamente erosionada.

La Formación Escandalosa, referida por algunos autores inicialmente como la Formación Fortuna, de edad Cretácico (Cenomaniense-Turonense), fue nombrada originalmente por Renz (1959). La litología consiste en arenas glauconíticas, cuarcíticas, macizas con cantidades menores de lutitas. Los espesores varían de 150 a 427 metros a través de todas las secciones conocidas de la formación, y sus arenas (Miembro P) son consideradas entre las de mayor importancia petrolífera en la Cuenca Barinas.

Esta formación ha sido subdividida en varias unidades informales, denominadas unidades "O", "P", "R", y "S". El miembro superior Guayacán, el cual consiste de calizas muy fosilíferas, considerada por algunos autores como una unidad aparte, siendo referida como la unidad "O" en el uso general de la industria petrolera. Este miembro se encuentra también presente como el miembro superior de otras formaciones cretácicas, especialmente en algunas de la parte oeste de los Andes, mostrando sus relaciones afines. Además, algunos autores han reconocido tres unidades adicionales "J", "K", y "L", en el subsuelo del campo petrolífero SINCO, pero el uso moderno los ha excluido del área de estudio. La unidad "O" varía en espesor desde 80 a 100' pies, los cuales contienen una dolomitización intensa en algunas localizaciones de la cuenca.

Entre el Cretácico y los sedimentos suprayacentes del Eoceno existe un hiatus el cual representa un levantamiento y erosión, o no sedimentación, de las rocas del Paleoceno al Eoceno Temprano. La actividad tectónica que representa esta discordancia causó fallamiento que solo es notado en la secuencia cretácica.

Directamente sobre la discordancia se halla la Formación Gobernador, nombrada originalmente por Pierce (1960). Esta formación consiste en arenas cuarzosas con estratificación cruzada, conglomerados, y lutitas carbonosas, en capas de espesor variable.

Estas capas han sido ocasionalmente subdivididas, y en el área de Sinco, éstas han sido referidas como las unidades de arenas E-1 hasta E-4. En la localidad tipo (Cerro El Gobernador, al oeste del río Calderas en el Estado Barinas). Esta unidad está representada por 300 metros de espesor, pero en el subsuelo se nota más comúnmente un espesor promedio de sólo 50 metros. La edad de esta formación fue una vez establecida como de Eoceno Medio Superior a Eoceno Superior, pero ahora se considera sólo como Eoceno Medio, basado en evidencia paleontológica más sólida de la Formación Pagüey suprayacente. La Formación Gobernador se considera una secuencia transgresiva que va desde ambientes fluvio-deltaicos en su base (Miembro C) a un ambiente marino costero hacia el tope (Miembros AB y Masparrito). Esta unidad es una de las más prolíferas del campos.

Suprayacente a la Formación Gobernador se encuentra el miembro Masparrito de la Formación Gobernador, el cual era anteriormente considerado como el miembro inferior de la Formación Pagüey. En algunas localidades, el 80% de Masparrito está constituido por calizas arrecifales como indicación de un ambiente de sedimentación en una plataforma costera y somera. En el subsuelo, a veces solo la caliza ha sido reconocida, pero lutitas calcáreas, arenas y conglomerados pueden estar presentes en grados variables. De hecho en el área de SINCO, algunos pozos han penetrado poca o ninguna caliza.

Una serie de lutitas y areniscas bien cementadas, conocidas como Formación Pagüey suprayacen a la caliza de Masparrito, cuando este último está presente. En caso contrario estaría en contacto transicional con la Formación Gobernador. Las arenas de mayor espesor se encuentran hacia el tope de la formación donde se presentan entre uno y medio a dos metros de espesor, entre lutitas interestratificadas. Algunas de las areniscas pueden ser petrolíferas. Las lutitas son a veces puras, pero en muchos casos se presentan pequeñas arenas intercaladas y concreciones de siderita. El contacto inferior con la Formación Masparrito es transicional y cerca del contacto se pueden encontrar calizas lenticulares. El ambiente de sedimentación se considera como mixto, con ambos depósitos continentales y

marinos presentes. La parte superior de la formación puede representar una serie de secuencias sedimentarias deltáicas-costeras. La edad de estas capas ha sido asignada al Eoceno Tardío, y el tope de la formación está limitado por una discordancia Eoceno-Mioceno, con las capas del Eoceno más superior y las del Oligoceno, erosionadas o no depositadas.

Los depósitos continentales de la Formación Parángula, la cual es considerada de edad Oligoceno a Mioceno Medio, se encuentran sobre la discordancia del Eoceno-Oligoceno/Mioceno. Estas capas consisten en conglomerados masivos lenticulares, areniscas con estratificación cruzada, y lodolitas. Los conglomerados no han sido observados en el subsuelo, mostrando que ellos están más relacionados con el levantamiento andino, el cual está más cercano a las secciones donde aflora.

La Formación Río Yuca suprayace a la Formación Parángula, y en la mayoría de las localidades el contacto es considerado como una discordancia angular. Estas capas son también conglomerados y areniscas masivas, las cuales pueden ser distinguidas de aquellas de la Formación Parángula en los afloramientos, pero no pueden ser separados fácilmente a partir de registros de pozos. Estas capas, tal como las de la Formación Parángula son considerados como depósitos continentales.

Los depósitos continentales de la Formación Guanapa del Pleistoceno están presentes como el tope de la secuencia sedimentaria, donde los sedimentos del Reciente no los han cubierto. Estas capas son por lo general conglomerados y arenas, las cuales han sido acumuladas a medida que los Andes han sido erosionados a lo largo del frente de montañas principal.

La actividad tectónica ha resultado en fallas normales de rumbo este-oeste y buzamiento al sur en la parte occidental de la cuenca. El gran levantamiento regional tal como el de los Andes, ha servido para separar a la cuenca de Barinas-Apure desde el norte y el oeste.

La principal roca madre de los hidrocarburos de la Cuenca Barinas son las lutitas de la Formación Navay (para ambos miembros: La Morita y Quevedo), los cuales también sirven como el límite superior de permeabilidad para la Formación Escandalosa por debajo.^[14]

7.5 ESTRATIGRAFÍA LOCAL.

La columna estratigráfica, está representada por tres períodos de sedimentación: un período de sedimentación Pre-Cretácea representado por rocas ígneo-metamórficas; un período de sedimentación Cretácea representado por las formaciones: Aguardiente, Escandalosa, Navay y Burgüita y finalmente un período de sedimentación terciaria representado por las formaciones Gobernador (Eoceno Medio), Pagüey (Eoceno medio-tardío), Parángula (Oligoceno) y Río Yuca (Mioceno), las dos últimas constituyen el Grupo Guayabo. Por encima de estas formaciones se encuentra la Formación Guanaca (Plio-pleistoceno).

A continuación se describen en orden estratigráfico las formaciones más importantes, desde el punto de vista de roca reservorio y roca sello.

7.5.1 Formación Escandalosa.

Es la más importante del área por su producción y reservas. Se caracteriza por la presencia de una lutita basal micácea y carbonosa de color gris oscuro (Miembro “S”). Presenta un intervalo rico en glaucomita, compuesto esencialmente por intercalaciones delgadas de arenisca macizas, localmente con estratificación cruzada y algunas calizas arenosas, correspondiente al miembro “R”. Seguidamente, una sección de areniscas cuarzosas de granulometría fina a gruesa, con estratificación cruzada y localmente glauconíticas, designadas como miembro “P”. Por último el miembro “O”, constituido mitológicamente por calizas cristalinas grisáceas, fosilíferas y arenosas, ínter estratificadas con arenisca de granos finos, calcárea y glauconítica, limonitas y lutitas arenosas.^[15]

7.5.2 Formación Navay: Miembro la Morita.

Litológicamente está formado por lutitas de color gris oscuro, astillosas y duras con abundantes inclusiones de pirita.^[15]

7.5.3 Formación Navay: Miembro Quevedo.

Está constituido litológicamente por areniscas y lutitas. Las areniscas de color gris claro, son de grano fino, moderadamente seleccionados, subangulares a subredondeados moderadamente duros con inclusiones de pirita y glaucomita. Las lutitas de color gris oscuro son frágiles en bloques, con micro micáceas y pirita como accesorio.^[15]

7.5.4 Formación Burgüita.

Está formada por lutitas, areniscas y calizas. Las lutitas de color gris oscuro, son moderadamente dura, fisil y astillosa, en ocasiones con pirita. Las areniscas de color gris claro a oscuro son de granos medios a fino, subangulares a subredondeado, con cemento calcáreo, glauconita y pirita como accesorio.^[15]

7.5.5 Formación Gobernador (Eoceno Medio).

Esta formación suprayace discordantemente sobre el cretáceo. Está compuesta por areniscas cuarzosas de color gris claro, granos medios a finos con laminaciones onduladas.^[15]

7.5.6 Formación Pagüey (Eoceno Medio Tardío).

Esta formación suprayace concordantemente con la Formación Gobernador. Consiste en una secuencia monótona de lutitas fosilíferas con poca pirita. En su parte media presenta algunas areniscas tipo barras de colores grises a blancos de granos finos a muy finos.^[15]

7.5.7 Grupo Guayabo: Formaciones Parángula y Río Yuca (Mioceno).

Estas unidades suprayacen discordantemente a la Formación Pagüey. Están constituidas por una secuencia monótona de intercalaciones de arenisca de granos finos pocos consolidados con arcillas abigarradas de colores varios (morado, rojo y otros) y limo. ^[15]

En la siguiente figura, se observa la columna estratigráfica del Campo Sinco.

EDAD	Formaciones
Mio-Plioceno	Río Yuca Parángula Molasa
Oligo-Mioceno	Pagüey
Eoceno Medio	Gobernador
Eoceno-Paleoceno	
Cretáceo tardío	Burgüita
	Quevedo
	La Morita
	Escandalosa
	Aguardiente
Cretáceo temprano	
Pre cretáceo	Basamento

Figura 7.5. Estratigrafía del Campo Sinco.

A continuación se presentan los valores promedios por unidad de yacimiento del Campo Sinco.

GOBERNADOR A/B.

Tabla 7.1. Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos Gobernador A/B.

	Espesor (pies)	ANT (pies)	ANP (pies)	Φ (%)	Sw (%)	K (md)
Promedio	83.3	66	50	16.6	28.7	185.9
Valor Mínimo	56	20	0	12.3	10.8	13.8
Valor Máximo	127	110	99	20.5	49.6	862.4

MIEMBRO O.

El Miembro O de la Formación Escandalosa fue dividido en ocho (8) ciclos sedimentarios según trabajo realizado por INTEVEP. Estos ciclos se generaron por períodos depositacionales siendo el CICLO O-8 el que se encuentra en el tope y el CICLO O-1 el más profundo de este Miembro. ^[14]

CICLO O-8.

Tabla 7.2. Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos CICLO O-8.

	Espesor (pies)	ANT (pies)	ANP (pies)	Φ (%)	Sw (%)	K (md)
Promedio	28	9.3	5	10.6	51	11
Valor Mínimo	6	1	0	9	9	0.9
Valor Máximo	75	26	18	16.6	100	160

CICLO O-7.

Tabla 7.3. Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos CICLO O-7.

	Espesor (pies)	ANT (pies)	ANP (pies)	Φ (%)	Sw (%)	K (md)
Promedio	10.5	6.5	4.5	10.3	45.5	4.5
Valor Mínimo	4	1	0	9	17.7	0.8
Valor Máximo	33	10	12	13.4	89	37.3

CICLO O-6.

Tabla 7.4. Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos CICLO O-6.

	Espesor (pies)	ANT (pies)	ANP (pies)	Φ (%)	Sw (%)	K (md)
Promedio	30	20	10.4	11	52.5	16.2
Valor Mínimo	12	2	0	9.1	13.4	0.7
Valor Máximo	59	50	35	16.8	88.5	185.4

CICLO O-5.

Tabla 7.5. Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos CICLO O-5.

	Espesor (pies)	ANT (pies)	ANP (pies)	Φ (%)	Sw (%)	K (Md)
Promedio	9.7	6.2	2.5	11.6	60	29.3
Valor Mínimo	3	1	0	9	15	0.8
Valor Máximo	26	17	17	18.1	100	383

CICLO O-4.

Tabla 7.6. Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos CICLO O-4.

	Espesor (pies)	ANT (pies)	ANP (pies)	Φ (%)	Sw (%)	K (md)
Promedio	11.5	8.3	2	11	55.8	13
Valor Mínimo	1	1	0	9	9.6	1.2
Valor Máximo	20	16	14	16	89.2	140

CICLO O-3.

Tabla 7.7. Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos CICLO O-3.

	Espesor (pies)	ANT (pies)	ANP (pies)	Φ (%)	Sw (%)	K (md)
Promedio	9.7	4.5	0.8	11.8	67.4	39.1
Valor Mínimo	1	1	0	9.3	17.8	0.75
Valor Máximo	53	15	15	19.9	96	427.9

CICLO O-2.

Tabla 7.8. Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos CICLO O-2.

	Espesor (pies)	ANT (pies)	ANP (pies)	Φ (%)	Sw (%)	K (md)
Promedio	5.3	3.1	1	11.2	65.6	16.3
Valor Mínimo	2	1	0	9.1	19.8	0.7
Valor Máximo	20	7	4	16.4	100	180

CICLO O-1.

Tabla 7.9. Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos CICLO O-1.

	Espesor (pies)	ANT (pies)	ANP (pies)	Φ (%)	Sw (%)	K (md)
Promedio	13.9	8	1.1	12.1	71.2	54.5
Valor Mínimo	2	1	0	9	21	0.7
Valor Máximo	33	23	13	19.7	98.9	549.5

FORMACION ESCANDALOSA, ARENA “P1”.

Tabla 7.10. Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos arenas “P1”.

	Espesor (pies)	ANT (pies)	ANP (pies)	Φ (%)	Sw (%)	K (md)
Promedio	114.6	93	59.5	17.5	21.6	274.6
Valor Mínimo	53	20	0	14	4.5	41.2
Valor Máximo	153	141	131	22.6	48.2	1460.4

FORMACION ESCANDALOSA, ARENA “P2”.

Tabla 7.11. Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos arenas “P2”.

	Espesor (pies)	ANT (pies)	ANP (pies)	Φ (%)	Sw (%)	K (md)
Promedio	51.2	34.3	12.9	14.8	34.3	93.4
Valor Mínimo	22	3	0	10.4	15	2.2
Valor Máximo	89	59	56	19.4	48	308.2

7.6 DESCRIPCIÓN DE YACIMIENTOS.

El área de estudio está comprendida entre las coordenadas: N-911000/N-922000 y E-375500/E-371000. Los yacimientos dentro de esta área están definidos estructuralmente por dos tipos de fallas: las existentes, previas a la migración del petróleo y otras posteriores, éstas últimas generalmente de ocurrencia este-oeste. Existen adicionalmente, numerosas fallas de menor desplazamiento vertical, difíciles de definir pero de suma importancia porque condicionan el movimiento de los fluidos en los yacimientos, especialmente en arenas delgadas. En el estudio efectuado por E.G.E.P. Consultores, S.A. 1986, ya se definía como una estructura compleja, surcada por numerosas fallas, algunas sellantes a la transmisión de fluidos y otras no.

Los yacimientos están constituidos por arenas de buena transmisibilidad y contentivas de crudos medianos, cuyas gravedades API varían entre 22-28°, subsaturados, con relación gas / petróleo inicial de 23 PCN/BN y sometidas a un empuje de agua fuerte proveniente de un acuífero, continuamente mantenido por agua dulce en el afloramiento de las formaciones, en el piedemonte andino.

Debido a esta condición, el agua avanza preferencialmente en la parte inferior de las arenas productoras y se canaliza rápidamente hacia los pozos. La conificación se acentúa cuando el acuífero es de fondo. Aproximadamente, el 50% de la producción se ha obtenido bajo un régimen de altos cortes de agua, el cual en la actualidad es superior al 90% en la mayoría de los pozos.

Posterior a la irrupción de agua, la tasa de producción de petróleo básicamente resulta del arrastre de petróleo hacia los pozos productores, en la denominada etapa post-irrupción, durante la cual, todavía se puede producir una gran cantidad de petróleo.

Es interesante resaltar que solo con la tendencia de la presión en el tiempo y los perfiles de producción obtenidos, es difícil calificar el carácter sellante de las fallas y por ende confirmar los límites de los yacimientos. En consecuencia, la determinación de la capacidad sellante de las fallas, se ha visto complementada por las diferencias en los contactos agua petróleo y en base a la magnitud de los desplazamientos verticales y horizontales, de las fallas presentes.

Las razones de movilidad son de 4 para los yacimientos de las arenas de la Formación Escandalosa y 3 para los yacimientos de la Formación Gobernador. Es importante señalar que las diferencias de gravedad entre el agua y el petróleo son pequeñas (0.94-1.005), causando amplias zonas de transición de aproximadamente 250 a 300 pies, esto conduce a la formación de conos de agua en los pozos productores para los cuales no se dispone de técnicas completamente efectivas de supresión y control. Únicamente, la presencia de intercalaciones de lutitas o la estratificación vertical de la permeabilidad, puede alterar esta condición.

Adicionalmente, existen ejemplos de pozos produciendo con altos cortes de agua en arenas situadas entre horizontes petrolíferos, sin que aparentemente guarden relación con un contacto agua petróleo definido, esto podría ser debido a la extensa zona de transición presente. De no considerarse estas zonas de transición, es posible que estas regiones pudieran ser descartadas como invadidas por agua, cuando aun pudieran aportar volúmenes significativos de petróleo.

Los principales cuerpos de arena en las Formaciones Gobernador y Escandalosa no presentan intercalaciones de lutitas significativas, con excepción de las calcarenitas "O", de la Formación Escandalosa, que presentan características diferentes a las arenas AB y P-1/2.

En general, las permeabilidades verticales tienen valores cercanos a 1 Darcy, aunque inferiores a las permeabilidades horizontales, por lo que es muy probable la formación de

conos de agua. Cuando el avance de agua es básicamente lateral y no proviene de un acuífero de fondo, el agua avanza causando adedamiento motivado por las razones de movilidad adversas existentes.

Estas vías de avance preferencial del agua, dejan atrás áreas con alta saturación de petróleo, ya que el avance del frente de desplazamiento, no es uniforme. Adicionalmente, por el contraste de permeabilidad existente entre las diferentes capas productoras, el agua avanza más rápido en las capas de alta permeabilidad hasta irrumpir en los pozos productores, evitando un drenaje uniforme y dejando atrás zonas con alta saturación de petróleo.^[14]

Tabla 7.12. Característica de los Yacimientos.

	Gobernador	Esc "O"	Esc. "P"
Edad	Terciario	Cretácico	Cretácico
Unidades de flujo	3	8	2
POES MMBN	1681	1002	2961
Prod.Acumulada (MMBN)	253	46	403
Reservas Remanentes (MMBN)	310	250	565
Pi (lppc)	4000	4300	4300
Pa (lppc)	3900	2800	3900
Ty (°F)	250	275	282
Profundidad (ft)	9000	10000	11000
Porosidad (%)	15	7	18
Permeabilidad	500-900	0,1-15	100-700
° API	25°	27,5°	26°

7.7 COMPRESIBILIDAD DE LA ROCA.

Bajo la definición de un cambio en el volumen poroso por unidad de volumen poroso por unidad de cambio en presión, el área de Barinas no es susceptible a variaciones de este factor, al tener los yacimientos un mantenimiento de presión. Para efectos de información requerida por el simulador (Hall, H.N. 1953) se utiliza un valor de $40 \times 10^{-6} \text{ lppc}^{-1}$.^[14]

7.7.1 Compresibilidad del Petróleo.

La compresibilidad del petróleo corresponde al PVT del pozo 13H-101 y es de $6,35 \times 10^{-6} \text{ lppc}^{-1}$.^[14]

7.7.2 Compresibilidad del Agua.

La compresibilidad del agua se tomó en $3.2 \times 10^{-6} \text{ lppc}^{-1}$, en base a correlaciones de uso común en la industria, para una salinidad de 1000 ppm.^[14]

7.8 PRODUCCIÓN.

Adicionalmente a las características de los yacimientos, durante la simulación fue necesario tomar en cuenta que ha sido reportada una alta incidencia de comunicación con arenas de agua a través de cementaciones defectuosas, así como también los tratamientos con ácido para remover escamas y compuestos calcáreos que afectan la productividad de los pozos. También se consideró el efecto de las altas tasas de producción de fluido total.^[14]

7.9 PRESIONES.

De acuerdo con la historia de presiones disponible hasta el año 1998, la presión se había mantenido. Sin embargo, tanto con las presiones medidas como con resultados de la

simulación, se nota una caída de aproximadamente 500 lppc en el periodo de cinco a diez años, después de haberse iniciado la producción. Generalmente, al estar en presencia de un yacimiento cuyo mecanismo de producción es empuje de agua, la onda de presión generada al inicio de la producción de los pozos, tarda cierto tiempo en llegar al acuífero y provocar su reacción.^[14]

8. METODOLOGÍA GENERAL

8. METODOLOGÍA GENERAL

8.1 OBJETIVO GENERAL.

Aplicar la metodología VCD en la elaboración de un programa de construcción y mantenimiento de un pozo en el campo Sinco de la unidad de explotación Barinas.

8.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Elaborar un programa de construcción y mantenimiento de un pozo bajo los aspectos de planificación según lo establecido en la metodología VCD.
 - Requerimientos Funcionales, incluyendo las métricas de yacimiento (Definición y Complejidad).
 - Ingeniería de construcción de pozo que abarca a las ingeniería conceptual, básica y detalle, incluyendo la métrica de pozo (Complejidad y Definición).
 - Análisis de Operación.
 - Análisis de Mantenimiento.
 - Análisis de Construcción.
 - Estimación de costos, según formato Metodología CBA.
 - Análisis de rentabilidad y riesgo.

8.3 GENERALIDADES.

El “Flujograma VCD”, permite identificar las etapas que conlleva la metodología de Visualización Conceptualización y definición de proyectos de inversión de capital.

En esta metodología de trabajo, se observa que para generar el proceso de planificación de un pozo, se requiere cubrir una serie de etapas las cuales a su vez están asociadas a actividades con sus respectivas sub-actividades.

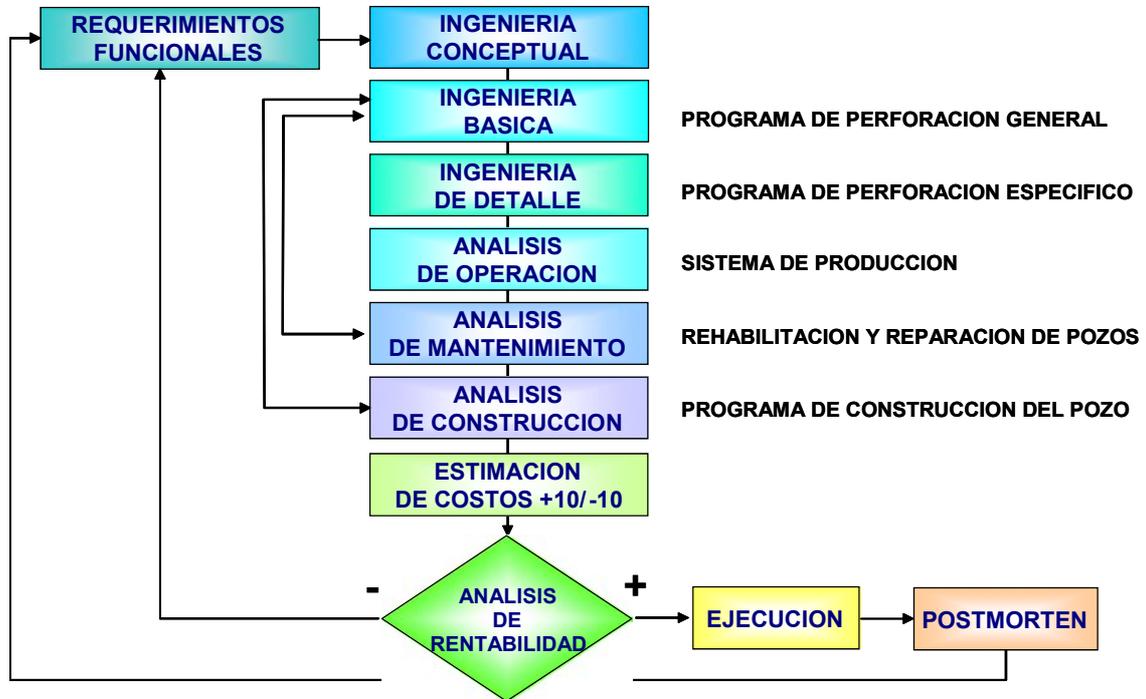


Figura 8.1.- Flujograma VCD.

A continuación se presentan las actividades de cada una de las etapas:

1. REQUERIMIENTO FUNCIONALES.

1.1 Visualizar el uso y tipo de pozo.

- 1.1.1 Exploratorio.
- 1.1.2 Delineador (Límite, Información, Tecnología).
- 1.1.3 Desarrollo (Productor, Inyector).
- 1.1.4 Tecnológico (LIC's).

1.2 Revisar los objetivos de la corporación.

- 1.2.1 Mínimo costo y rentable.
- 1.2.2 Requisitos de calidad cero defecto.
- 1.2.3 Mínimo riesgo ambiental y seguridad.

1.3 Revisar los Objetivos de la Unidad de Explotación.

- 1.3.1 Manejar un volumen de fluidos de gas, crudo y agua.
- 1.3.2 Drenar la sección de yacimiento especificada (coordenadas de subsuelo).
- 1.3.3 Aislar zonas productoras con distintas presiones y crudos.
- 1.3.4 Evitar daño de formación.
- 1.3.5 ¿Es un área crítica, estratégica?.
- 1.3.6 Objetivos estratégicos: pozo observador, adquisición de datos.
- 1.3.7 Valor económico del proyecto.

1.4 Revisar los Objetivos de Perforación.

- 1.4.1 Prácticas para futuros trabajo y mejorar tiempos de perforación.
- 1.4.2 Mantenable en el tiempo.
- 1.4.3 Ser la mejor opción.

2. INGENIERÍA CONCEPTUAL. (ESTUDIO DE OPCIONES).

2.1 Reunir los requerimientos y la información disponible del proyecto.

- 2.1.1 Gradiente de presión de poro, fractura y temperatura.
- 2.1.2 Presión de fondo fluyente de diseño y método de producción.
- 2.1.3 Caracterización de fluidos y roca.
- 2.1.4 Planes para trabajos de estimulación, inyección, levantamiento.
- 2.1.5 Prognosis de intervalos productores, radio de drenaje.

- 2.1.6 Requerimientos de monitoreo de fondo y superficie.
- 2.1.7 Análisis comparativo de la información de pozos vecinos.
- 2.1.8 Métricas de Yacimiento y de Pozos
- 2.1.9 Estrategia de aplicación de nuevas tecnologías y mejores prácticas.

2.2 Visualizar los requerimientos funcionales.

- 2.2.1 Visión y definición de la completación mecánica preliminar.
- 2.2.2 Visión y definición de la trayectoria y geomecánica regional.
- 2.2.3 Visión y definición del dimensionamiento de revestidores.
- 2.2.4 Visión y definición de la geometría de los hoyos.
- 2.2.5 Visión y definición del uso de fluidos, mechas y ensamblajes de fondo.
- 2.2.6 Visión y definición de las estrategias de negocio.
- 2.2.7 Análisis conceptual de construcción, mantenimiento y operación.
- 2.2.8 Estimación de costos a nivel conceptual para base de recursos.

3. INGENIERÍA BÁSICA.

3.1 Revisar los requerimientos funcionales.

3.2 Realizar el diseño básico de la arquitectura del pozo.

3.2.1 Diseño de completación.

- Tipo.
- Dimensiones.
- Fluido de Completación.

3.2.2 Diseño de Trayectoria.

- Direccionalidad.
- Optimización.

3.2.3 Diseño de Revestidores.

- Tipo.
- Puntos de Asentamiento.
- Dimensiones.
- Funcionalidad.

3.2.4 Diseño de Hoyos.

- Tipo.
- Dimensiones.
- Funcionalidad.

3.2.5 Definición general de requerimientos de equipos, mechas, etc.

3.2.6 Diseño general de:

- Fluidos.
- Cementación.
- Mechas.
- Sartas.
- Cañoneo.

3.3 Estimar base de conocimiento, productividad, tiempo y costo (clase III).

3.4 Realizar la estrategia de contratación y pre-selección de empresas.

3.5 Análisis general de:

- Operación.
- Mantenimiento.
- Construcción.

3.6 Tramitar permisología y aprobaciones.

3.7 Revisar y diseñar la localización.

3.8 Realizar la procura de materiales de largo tiempo de entrega.

4. INGENIERIA DETALLE.

4.1 Revisar detalladamente los requerimientos funcionales.

4.2 Diseño detallado de la arquitectura del pozo.

- 4.2.1 Completación.
- 4.2.2 Trayectoria y problemática de estabilidad de hoyo.
- 4.2.3 Revestidores.
- 4.2.4 Geometría de Hoyos.
- 4.2.5 Fluidos de perforación.
- 4.2.6 Cementación.
- 4.2.7 Mechas.
- 4.2.8 Sarta de perforación.
- 4.2.9 Cañoneo.
- 4.2.10 Programa de registros y núcleos.

4.3 Equipo de trabajo y sus roles.

4.4 Realizar la estimación de tiempo y costo clase II.

4.5 Estrategia de contratación y selección de empresas.

4.6 Integración del programa de perforación (ejecución).

5. ANÁLISIS DE OPERACIÓN.

5.1 Predicción de los sistemas de operaciones del pozo.

5.2 Re-conceptualización del pozo y predicción de la rutina de mantenimiento preventivo.

5.2.1 Arenamiento por desequilibrio causado por drenaje superior al crítico.

5.2.2 Precipitación de asfaltenos, parafinas y otros.

5.2.3 Irrupción prematura de agua y/o gas por drenaje superior al crítico.

5.3 Predicción de los potenciales cambios de requerimientos funcionales a los que se someterá el pozo.

5.3.1 Re-entradas.

5.3.2 Levantamiento Artificial.

5.3.3 Estimulación.

5.4 Re-conceptualización del pozo.

5.5 Predicción de la rutina de mantenimiento preventivo.

5.5.1 Número de intervenciones en el ciclo del pozo.

- Por requerimientos energéticos.
- Por requerimientos mecánicos.

6 ANÁLISIS DE MANTENIMIENTO.

6.1 Predicción de las intervenciones debido a requerimientos mecánicos.

6.1.1 Estimación de frecuencia.

6.2 Inversión de capital en completación original para máxima estimulación versus planificar, fracturar o rehabilitar.

6.2.1 Planificar para rehabilitar (reparar) el pozo.

7 ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN.

7.1 Revisar detalladamente los requerimientos funcionales.

7.2 Realizar la programación detallada por actividad con hitos apropiados por comunidad de conocimiento.

7.3.1 Mudanza.

7.3.2 Sección superficial.

7.3.3 Sección intermedia.

7.3.4 Sección de producción.

7.3.5 Completación.

7.3 Realizar los requerimientos de materiales y equipos (plan logístico).

7.4 Estructura de recursos, competencias requeridas y roles.

7.5 Establecer el plan Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA).

8 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD.

8.1 Establecer la estructura del proyecto.

8.2 Plan de desembolsos.

8.3 Análisis de Riesgos y Árboles de decisión.

8.3.1 Soporte a la predicción de problemas potenciales.

8.3.2 Planes de contingencia.

8.3.3 Proceso sistemático de toma de decisiones.

8.4 Diagramas de Araña y Tornado.

8.4.1 Identificar donde enfocar la Gerencia de Costos.

8.4.2 Identificar cuellos de botella para garantizar rentabilidad.

8.5 Costo de Generación de Potencial (M\$/BPD).

9. REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

9. REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

9.1 USO Y TIPO DE POZO.

En la localización SIN-2X1, se propone perforar un pozo horizontal de desarrollo (Productor), con el objetivo de tener un mayor contacto de la arena “P1” Formación Escandalosa, mejor drenaje y retardar la irrupción del agua.

9.2 OBJETIVOS DE LA CORPORACIÓN.

- Mínimo costo y rentable.
- Requisitos de calidad cero defecto.
- Mínimo riesgo ambiental y seguridad, garantizando el cumplimiento de normas e indicadores para la Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA).
- Valor presente neto debe ser mayor a cero.
- Tasa interna de retorno debe ser mayor o igual a 15%.

9.3 OBJETIVOS DE LA UNIDAD DE EXPLOTACIÓN.

- Incrementar el potencial del distrito en 1200 BNPD, considerando que los estudios realizados al yacimiento “P SIN-1” muestran reservas recuperables de 214,3 MMBls, producción acumulada de 153,4 MMBls y reservas remanentes recuperables de 60,9 MMBls.
- Minimizar daño a la formación.

- Considerar la declinación de presión y producción del yacimiento en el diseño de densidades y tipos de lodos a utilizar.
- Aislar zonas productoras con distintas presiones.
- Con este pozo no se persiguen objetivos estratégicos debido a que no es un pozo observador o exploratorio (adquisición de data).

Las coordenadas de fondo y superficie son:

Tabla 9.1 Coordenadas de fondo y superficie Loc.Sin-2X1.

Coordenadas		
Superficie	N	917153,94
	S	382605,54
Entry Point	N	916589
	S	382643
End Point	N	916383
	S	382652

El yacimiento se encuentra en un área la cual presenta acumulaciones de hidrocarburo considerable, es un campo en desarrollo donde las formaciones y el perfil de presiones son conocidos.

- Valor económico del proyecto.

Proyecto evaluados bajo un horizonte económico de 20 años, obteniendo un TIR de 2.56, VPN de -1922 MMBs, Eficiencia de la inversión 0.76 y un tiempo de pago de 10.68 años.

9.4 OBJETIVOS DE PERFORACIÓN.

- Optimizar el diseño de construcción, buscando mejorar los tiempos de perforación en 10%.
- Realizar el mejor diseño, mantenible en el tiempo asegurando la optimización de costos.
- Las mejores prácticas que se aprendan deben ser tomadas en cuenta para asegurar la optimización de futuros trabajos.
- Construir, mantener y operar cumpliendo con las regulaciones ambientales, fomentando la armonía con el entorno y enmarcado bajo la premisa de cero accidentes, cero descargas al ambiente (100% manejo de pasivos ambientales).

10. INGENIERÍA CONCEPTUAL

10. INGENIERÍA CONCEPTUAL

10.1 REQUERIMIENTO E INFORMACIÓN DISPONIBLE DEL PROYECTO

10.1.1 Gradiente de presión de poro, fractura y temperatura.

La presión de poro es la presión a la cual se encuentran los fluidos de la formación, así mismo la presión de fractura es la presión requerida para fracturar la formación. La diferencia entre estos dos valores origina la ventana operacional del peso de lodo.

Se obtuvo la presión de poro y el gradiente de fractura para las Formaciones utilizando el programa PREDICT, el cual requiere datos de entrada provenientes de: Registros de Rayos Gamma, Sónico, Resistividad y Densidad.

El procedimiento seguido fue el siguiente:

- 1.- Se desplegaron las curvas de los registros en diferentes pistas, en la primera pista la profundidad contra los rayos gamma, en la segunda pista la profundidad contra la tendencia de porosidad y en la tercera pista la profundidad contra la densidad equivalente de poro y fractura.
- 2.- Luego se estimó, basado en los registros de rayos gamma, una línea base de lutitas de 78 GAPI, basados en el Índice “Gamma Ray”.
- 3.- Basándose en esto se discriminaron las lutitas de las areniscas.
- 4.- Se determinó la Línea de Tendencia de Compactación Normal (LTCN).
- 5.- A partir del registro de densidad se creó un registro de gradiente de sobrecarga (opcional con el programa).

6.- Se construyeron las curvas de presión de poro para la línea de tendencia de compactación normal, utilizando las correlaciones de Eaton y profundidad equivalente.

A partir de estas curvas se construyó la de gradiente de fractura para la curva de presión de poro.

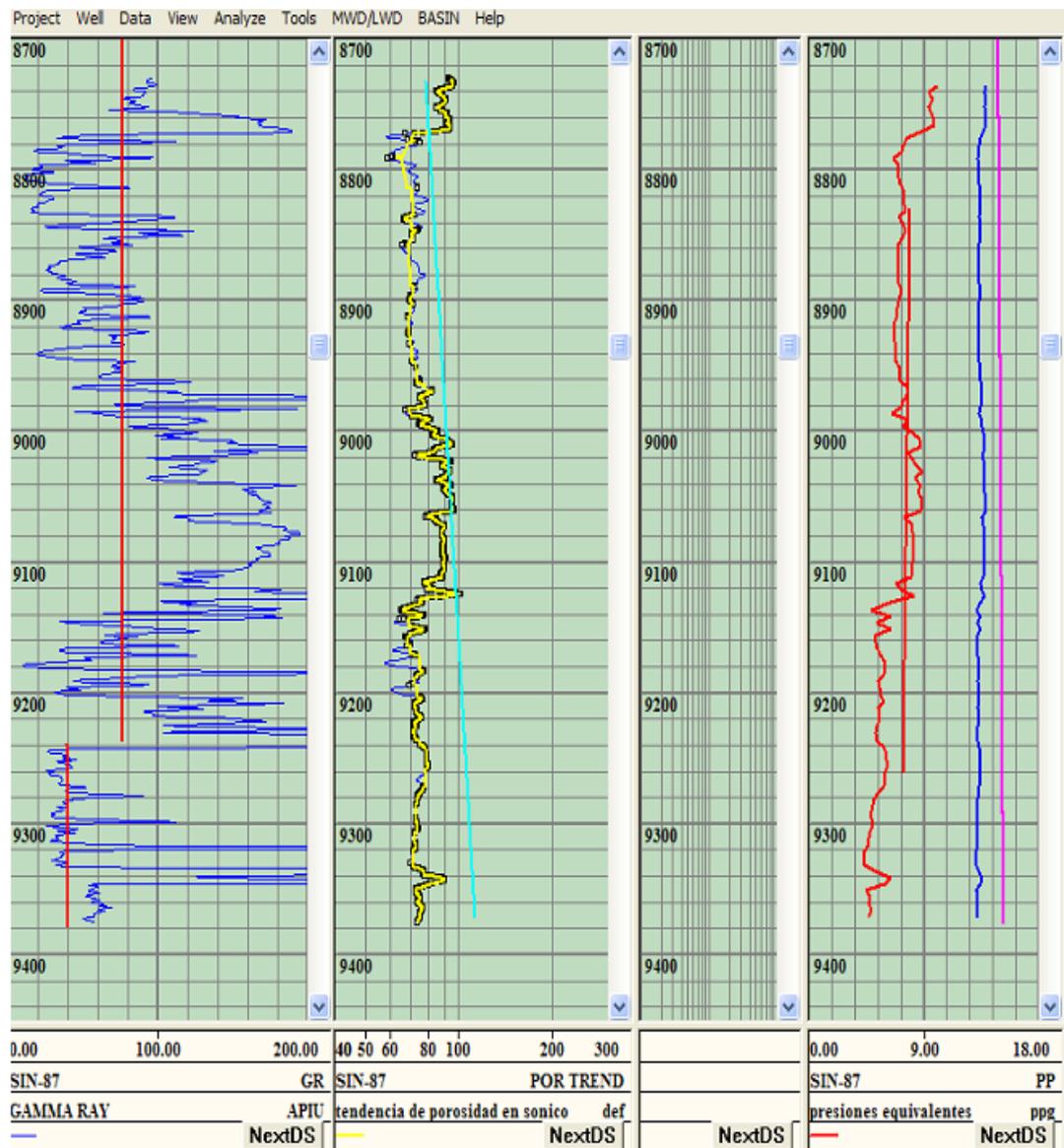


Figura 10.1. Presión de Poro y Gradiente de Fractura.

10.1.2 Presión de fondo fluente de diseño y método de producción.

La presión en el Campo Sinco se ha mantenido en el orden de 3600 lppc debido al aporte energético del acuífero, el método de producción es por equipo de bombeo electrosumergible.

10.1.3 Caracterización de fluidos y roca.

El crudo que se espera extraer tiene una gravedad API de 28, proveniente de la arena “P1” la cual presenta las siguientes características.

Tabla 10.1. Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos arenas “P1”.

	Espesor (pies)	ANT (pies)	ANP (pies)	Φ (%)	Sw (%)	K (md)
Promedio	114.6	93	59.5	17.5	21.6	274.6
Valor Mínimo	53	20	0	14	4.5	41.2
Valor Máximo	153	141	131	22.6	48.2	1460.4

10.1.4 Planes para trabajos de estimulación, inyección y levantamiento.

Dado que el pozo será perforado horizontalmente y completado con liner ranurado, no se amerita efectuar trabajos de estimulación y/o inyección de fluidos en el mismo.

Dentro de las prerrogativas para las condiciones del yacimiento, se diseñará en función de completar el pozo con equipo de bombeo electrosumergible como método de levantamiento.

10.1.5 Prognosis de intervalos productores y radio de drenaje.

Tabla 10.2. Topes estimados de las formaciones.

Formación o Arena	Topes Estimados
RIO YUCA - PARANGULA	SUPERFICIE
PAGÜEY	7126' (-6764') TVD
GOBERNADOR "B"	8384' (-8022') TVD
NAVAY / Mbro. QUEVEDO	8510' (-8148') TVD
NAVAY / Mbro. LA MORITA	8603' (-8241') TVD
ESCANDALOSA Mbro. "O"	8692' (-8330') TVD
ESCANDALOSA Mbro. "P1"	8798' (-8436') TVD
ESCANDALOSA Mbro. "P2"	8926' (-8564') TVD

Espesor de arena: 114,6 pies.

Radio de drenaje: 1640 pies.

10.1.6 Requerimientos de monitoreo de fondo y superficie.

Debido al desarrollo del Campo Sinco, las presiones y temperaturas son conocidas por lo cual no se requieren dispositivos de monitoreo.

10.1.7 Análisis comparativo de la información de pozos vecinos.

Con las coordenadas de superficie de la localización Sin-2X1, se ubicaron en el mapa Isópaco-Estructural los pozos vecinos: SIN-77, SIN-27, SIN-32, SIN-63 y SIN-58. A cada uno se le realizó un “Stick Chart” y se clasificaron los tiempos de perforación, utilizando como herramientas de trabajo las carpetas de pozo y el “DIMS”, software que contiene la información del proceso de perforación.

“Stick Chart”

Resumen de eventos relevantes ocurridos durante la perforación del pozo, características de revestidores utilizados (puntos de asentamiento, diámetro, peso, grado y tipo de rosca), curva y tipos de densidades de lodo, curva de tasa de penetración, diámetro de los hoyos perforados, se describen los problemas durante la perforación (pegas, arrastres, apoyos y repasos), ver apéndice A. La información generada, conducirá a la caracterización del área visualizando problemas que se puedan presentar durante la perforación del pozo, permitiendo contar con un plan de contingencia asociado a cada evento.

Debido a que la información proveniente de los pozos vecinos era insuficiente para caracterizar los problemas del área, se efectuaron “Stick Chart”, a los pozos más recientes del campo, SIN-83, SIN-84, SIN-85, SIN-86, SIN-87 y SIN-88, siendo este último el pozo de referencia por ser horizontal.

Tabla 10.3. Pozos Analizados para la Loc. SIN-2X1.

Pozo	Localización	Coordenadas	
		N	S
SIN-27	SIN27	916678,82	382909,91
SIN-32	SIN32	917153,94	382605,54
SIN-58	SIN58	917121,25	382231,08
SIN-63	H-15	916724,51	382356,78
SIN-77	J-16	916244,15	382665,66
SIN-83	EE-16	918693,77	380446,56
SIN-84	BB-18	919614,89	380947,45
SIN-85	AA-17	920050,11	380716,36
SIN-86	DD-16	918976,51	380227,05
SIN-87	AA-13	920325	379009
SIN-88	PH-13	920016	379573

Tiempos de Perforación.

El proceso de construcción de pozos conlleva actividades asociadas a la perforación y completación: mudar, perforar, circular, viajar, completar y abandonar. Cada una contempla tiempos asociados de ejecución los cuales se clasifican en:

- **Tiempo Productivo:** Es el período de tiempo de aquellas actividades de los equipos de perforación, que contribuyen al progreso de la construcción del pozo de acuerdo a lo planificado o de eventos adicionales no contemplados en la planificación, que surgen a requerimiento del cliente.
- **Tiempo no Productivo:** Es el período acreditable a eventos o actividades en las operaciones del equipo de perforación, que retardan el avance de las actividades de construcción de un pozo según lo planificado.

Al planificar un pozo es necesario conocer el tiempo asociado a cada fase de perforación de pozos vecinos, para establecer un aproximado de tiempo y costo. Esto se traduce en la realización de las curvas siguientes:

- **Profundidad vs Tiempo:** Representa los tiempos asociados a cada una de las fases del proceso, tanto productivo como no productivo.
- **Profundidad vs Tiempo Limpio:** Representa los tiempos productivos asociados a cada una de las fases del proceso.
- **Perforabilidad:** Representa el tiempo durante el cual la mecha está penetrando en la formación.

A continuación se muestra un ejemplo de gráficos y tabla de tiempos de perforación:

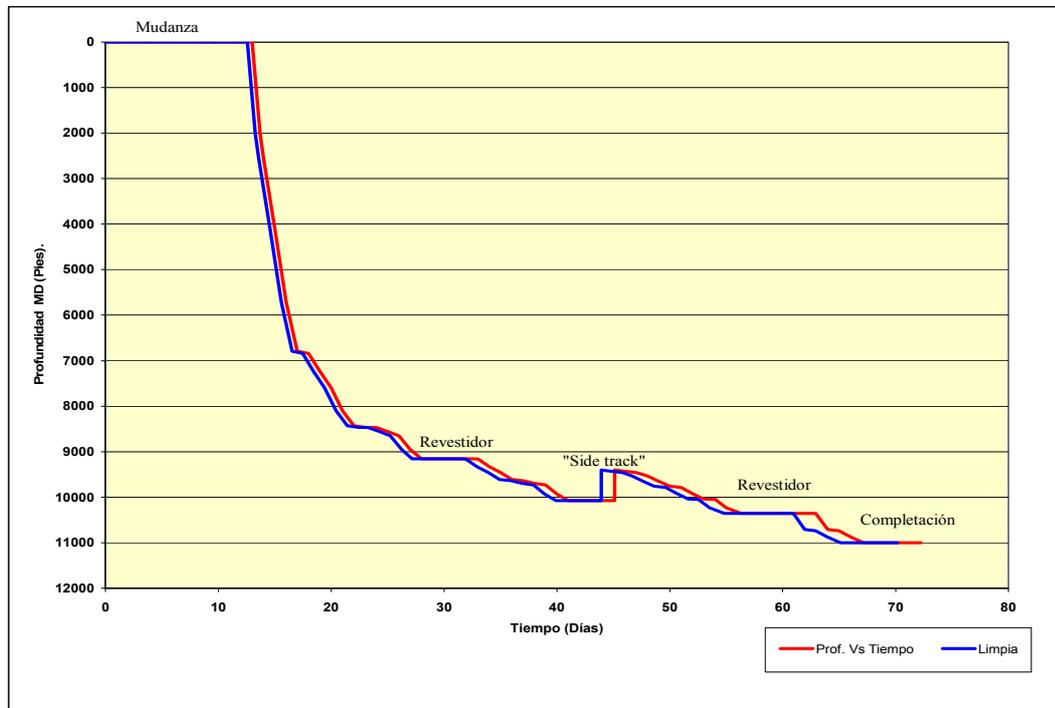


Gráfico 10.1. Profundidad vs Tiempo SIN-88.

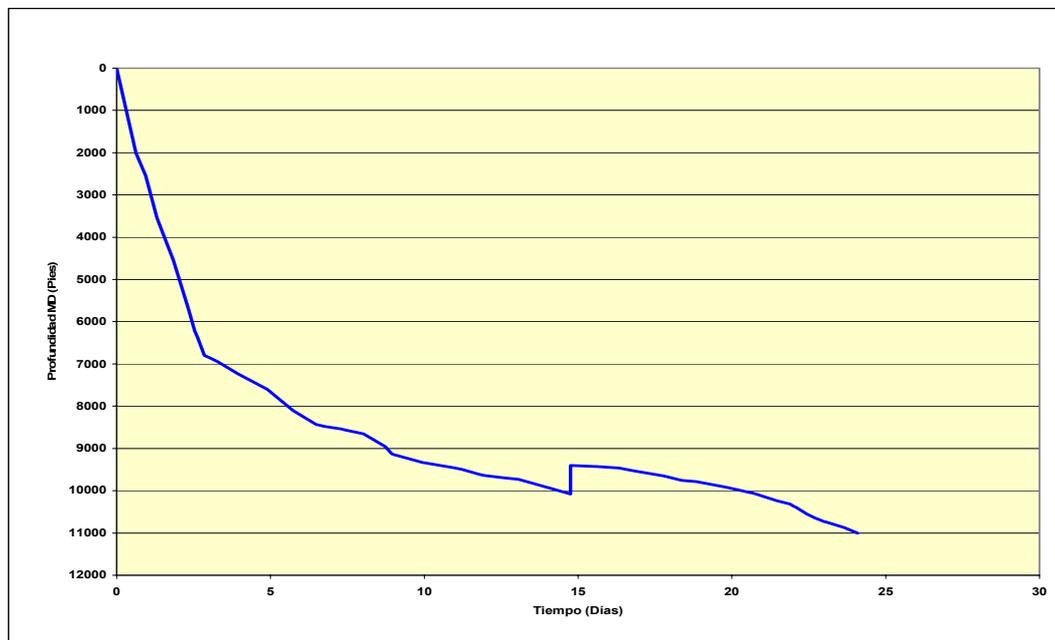


Gráfico 10.2 Perforabilidad vs Tiempo SIN-88.

Tabla 10.4 Clasificación realizada a las fases de perforación.

Fase	Etapa	Actividad	Tiempo (día)	Total Etapa		
Mudar	Trabajando	Desvestir	112			
		Transportar	78			
		Vestir	41,5			
		Mantenimiento	1			
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0			
		Tiempo Perdido	10	242,5	10,10417	
Perforar Hoyo Superficie 17 1/2"	Perforar	Perforar	15			
		Viajar	9,5			
		Circular	5,5			
		Repaso	0			
		Toma de registro	0			
		Otros	1			
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0			
			Tiempo Perdido	0,5	31,5	1,3125
	Revestir	Bajar Rev./Liner	10,5			
		Cementar	1,5			
		Circular	4,5			
		Instalar y desintalr	11,5			
		Registros	0			
		Limpiar Rev./Camisa	0,5			
		Pruebas	2,5			
Otros		21				
Tiempo No-Productivo		Tiempo Problema	0			
		Tiempo Perdido	2,5	54,5	2,270833	
Perforar Hoyo Intermedio 12 1/2"	Perforar	Perforar	202			
		Viajar	87			
		Círculo	43,5			
		Repaso	3,5			
		Toma de registro	1			
		Otros	37			
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0			
			Tiempo Perdido	5	379	15,79167
	Revestir	Bajar Rev./Liner	20			
		Cementar	7			
		Circular	8			
		Instalar y desintalr	16,5			
		Registros	0			
		Limpiar Rev./Camisa	3			
		Pruebas	0			
Otros		9,5				
Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0				
		Tiempo Perdido	2,5	66,5	2,770833	
Perforar Hoyo Piloto 8 3/4"	Perforar	Perforar	137			
		Viajar	47,5			
		Círculo	8			
		Repaso	0			
		Toma de registro	15			
		Otros	23			
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0			
			Tiempo Perdido	4,5	235	9,791667
	Tapon de desvío	Viajar	31,5			
		Circular	16			
		Cementar	2,5			
		OTRO	21			
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0			
			Tiempo Perdido	3	74	3,083333

Fase	Etapa	Actividad	Tiempo (día)	Total Etapa	
Perforar Hoyo Intermedio 3/4" 8	Perforar	Perforar	173,5		
		Viajar	62		
		Circulo	12		
		Repaso	6,5		
		Toma de registro	0		
		Otros	37		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	292	12,16667
		Tiempo Perdido	1		
	Revestir	Bajar Rev./Liner	15		
		Cementar	1,5		
		Circular	17		
		Cabezal/VIR	0		
		Registros	22,5		
		Limpiar Rev./Camisa	55		
Pruebas		16			
Otros		50,5			
Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	182,5	7,604167	
	Tiempo Perdido	5			
Perforar hoyo preproducción 6"	Perforar	Perforar	50		
		Viajar	22		
		Circular	9		
		Repaso	0		
		Toma de registro	6		
		Otros	12		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	102	4,25
Tiempo Perdido		3			
Completar	Completación	Cañonear	0		
		Armar Sarta de completación	25,5		
		Bajar Completación	42		
		Registros	0		
		Asegurar Pozo	11,5		
		Evaluar Yacimiento	0		
		Otros	42		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	121,5	5,0625
Tiempo Perdido		0,5			

Tiempo Total (días)	74,20833333
Tiempo Total Limpio (días)	72,89583333
FTP %	1,768669287

Se generaron curvas en conjunto, para obtener promedios y comparar los tiempos de los pozos analizados. (Ver gráfico 10.3).

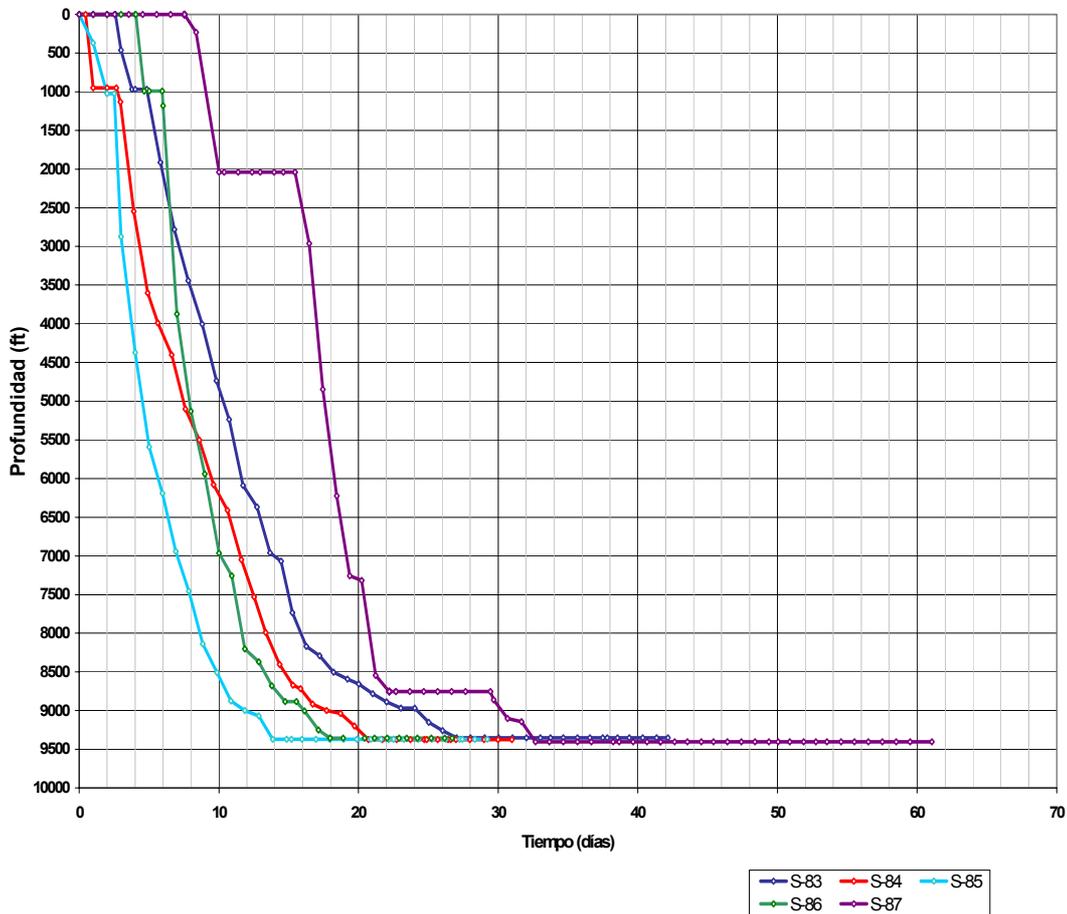


Gráfico 10.3. Profundidad vs Tiempo Limpio.

10.1.8 Éxito volumétrico y mecánico.

Métricas.

Las mejores prácticas se refieren a la homologación de un proceso donde se conjuguen todas las actividades que se hayan realizado óptimamente. El VCD como se mencionó anteriormente, surge como resultado del análisis comparativo de las mejores prácticas realizadas a escala mundial por la institución IPA, la cual agrupa a 13 empresas líderes a

nivel mundial y donde se determinó la importancia y urgencia de evaluar los grados de definición y complejidad de los proyectos para la toma de decisiones.

Esta institución ha desarrollado un modelo matemático que permite evaluar la operabilidad de un proyecto de perforación de un pozo. Es decir, el modelo establece el grado de incertidumbre que existe en cuanto a los tiempos y costos de operación y el potencial inicial del yacimiento. De esta forma, durante la planificación de la perforación del pozo se puede conocer anticipadamente la incertidumbre asociada al proyecto. Este modelo establece una correlación entre las variables técnicas que controlan el logro o no de los objetivos de la perforación, así como la desviación de los resultados esperados, en cuanto tiempo, costo planificado y potencial inicial esperado.

El modelo para la evaluación de un proyecto de perforación de pozo está conformado por dos matrices: Matriz de Complejidad del Yacimiento y Matriz de Complejidad del Pozo. Están diseñadas basándose en investigaciones estadísticas, sobre el proceso de perforación de un pozo, tomando en cuenta las principales actividades y problemas que se presentan durante el proceso. Se mide el nivel de complejidad asociado a las variables técnicas que tienen mayor impacto en el proceso de perforación y planificación de un pozo y que inciden directamente en el grado de dificultad de dicho proceso.

La Matriz Complejidad del Yacimiento tiene como objetivo evaluar el grado de caracterización y definición del yacimiento que va a ser drenado. Parte importante del éxito de la perforación de un pozo está en lograr una producción rentable de acuerdo a los estimados de costos planificados, por lo tanto, es necesario determinar el grado de incertidumbre de las condiciones estáticas y dinámicas del yacimiento.

La Matriz Complejidad del Yacimiento consta de:

- INPUTS (Información/Datos).

- Definición de tareas (Inicio del proyecto).
- Restricciones de yacimientos (Inicio del proyecto).
- Guías para la medición de la complejidad del Modelo Estático del Yacimiento.
 1. Complejidad Estructural.
 2. Complejidad Estratigráfica.
 3. Complejidad de Calidad de la Roca.
 4. Complejidad de los Fluidos.
 5. Energía del Yacimiento.
- Guías para la estimación de la complejidad Dinámica del Yacimiento.
 1. Complejidad del Yacimiento.
 2. Complejidad Dinámica del Reservorio.

La Matriz Complejidad de Pozo tiene como objetivo recopilar todas las variables que impactan el proceso de perforación de un pozo y que suman o restan dificultad al mismo y establecer su grado de influencia en la desviación de los resultados esperados.

La Matriz Complejidad de Pozo consta de:

- Guías para la Medición de la Complejidad del Proceso de Perforación.
 1. VCD de Construcción de Pozos.
 2. Índice IPA de Complejidad del Pozo “Well Complexity Index”.

Los resultados son obtenidos en valores numéricos, definidos como índices, los cuales se muestran en la tabla 10.5:

Tabla 10.5. Índices de Complejidad.

Índice		Rango
Índice Complejidad Estática Yacimiento	ICEY	1-5
Índice Complejidad Dinámica Yacimiento	ICODY	8-40
Índice Calidad Definición Yacimiento	ICADY	1-4
Índice Complejidad Pozo	ICODP	0-6
Índice Calidad Definición Pozo	ICADP	1-4

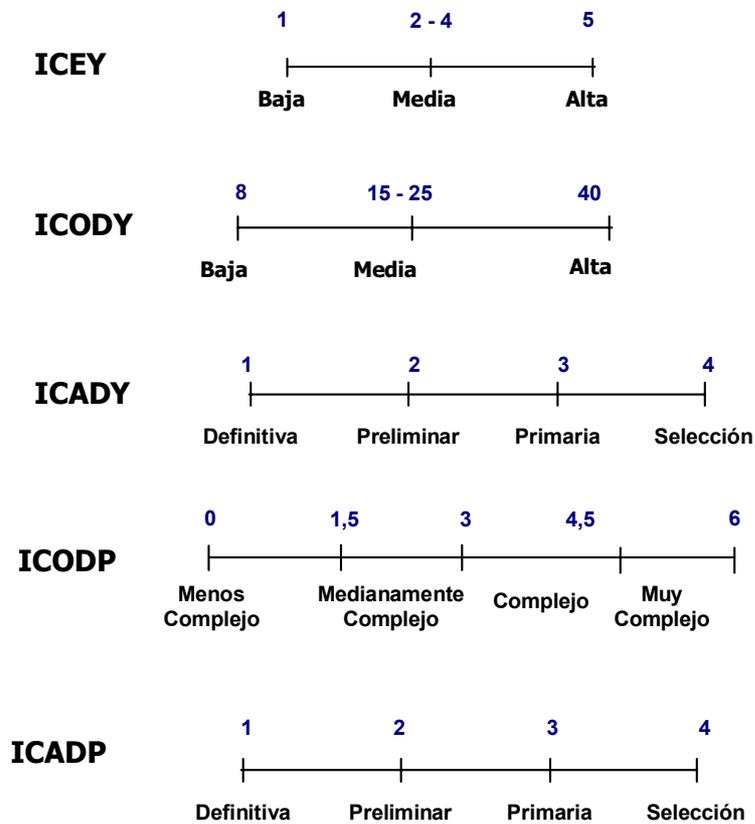


Figura 10.2 Escalas de las métricas.

La reciente implementación de este modelo matemático en Venezuela, no ha permitido lograr establecer un límite para detener la realización de un proyecto aguas arriba de acuerdo a su grado de complejidad. Hasta el momento la única información de interés que se puede extraer de las matrices es la complejidad del proyecto y el grado de definición de cada variable que interviene en el mismo.

Resultados de los Índices de Complejidad para el pozo

Estas matrices fueron realizadas en una Mesa de Trabajo, formada por los diferentes actores involucrados en el proyecto, provenientes de las Comunidades de Conocimientos (Diseño, Completación, Fluidos y Cementación), Unidad de Estudios Integrados (Geólogos, Ingenieros de Yacimientos, Petrofísico), compañías de servicios y la Unidad de Explotación Barinas (UEB). El formato de métricas se puede observar en el apéndice B

Tabla 10.6. Resultados de los Índices de Complejidad Loc. Sin-2X1.

Índice		Rango	Valor
Índice Complejidad Estática Yacimiento	ICEY	1-5	1,2
Índice Complejidad Dinámica Yacimiento	ICODY	8-40	16,2
Índice Calidad Definición Yacimiento	ICADY	1-4	2,3
Índice Complejidad Pozo	ICODP	0-6	1,7
Índice Calidad Definición Pozo	ICADP	1-4	2,5

Como se dijo anteriormente no se ha estandarizado un límite de aceptación para los resultados de las métricas, por lo cual con los niveles medios obtenidos se va a continuar con el resto del proceso de ingeniería involucrado en el proyecto de construcción del pozo porque los vecinos confirman la viabilidad de éxito.

El flujograma que se presenta a continuación describe el proceso mediante el cual se involucran los actores dentro del proceso de realización de las métricas de yacimiento y pozo bajo metodología VCD.

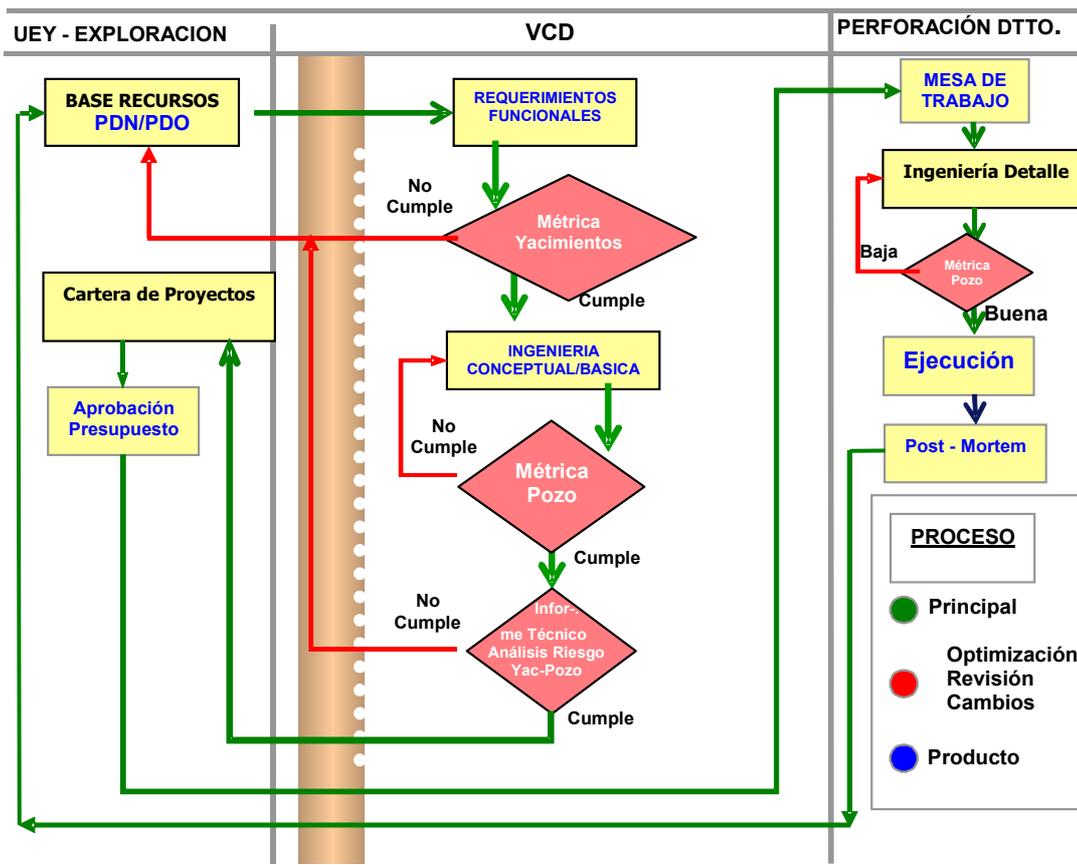


Figura 10.3. Flujo de Generación de Métricas

Las métricas de pozo son realizadas previa generación de las de yacimiento, es decir, las de pozo se generan luego de reunir los requerimientos funcionales y revisar el portafolio de oportunidades del proyecto en la ingeniería conceptual, no obstante se decidió documentar ambas métricas simultáneamente con el fin de ilustrar su funcionalidad bajo un mismo entorno.

10.1.9 Estrategia de aplicación de nuevas tecnologías y mejores prácticas

La tecnología inherente a este proyecto se enmarca en el uso de técnicas de perforación horizontal, impactando la necesidad de usar herramientas cercanas a la mecha para detección de topes formacionales, a través de la toma de registros y de instrumentos de geonavegación como MWD, LWD. Considerando la perforación reciente de un pozo horizontal en el área (SIN-88), podemos visualizar algunas lecciones aprendidas:

- Usar motor ABI “At Bit Inclination”, herramienta electrónica para obtener la inclinación a dos pies de la mecha, permitiendo hacer correcciones anticipadas.
- Utilizar la herramienta PWD “Pressure While Drilling” con el fin de obtener lectura de “E.C.D.” en tiempo real.
- Usar sensor de vibraciones, para detectar problemas de vibración y corregir a tiempo mediante ajuste de parámetros de perforación.
- Usar estabilizador “Rocky Back”, para eliminar problemas de colgamiento de sarta.
- Usar removedor de revoque “Cake Breaker”, sin contenido de aromáticos compatible con medio ambiente.
- Usar estabilizador entre mecha y motor, para minimizar problemas de colgamiento de sarta.
- Suministrar a las compañías de mecha data de registros sísmicos y GR de los pozos del Campos Sinco, e información de formaciones para la selección adecuada de las mechas en el cretáceo.

10.2 CUMPLIMIENTO DE LOS REQUERIMIENTOS FUNCIONALES.

10.2.1 Visión y definición de la completación mecánica preliminar.

El concepto de pozo horizontal y los requerimientos de la unidad de explotación, permite enmarcar el diseño mecánico para la completación, perforando y revistiendo la sección horizontal con liner ranurado y bajar un equipo de bombeo electrosumergible con tubería de 3 ½”.

10.2.2 Visión y definición de la trayectoria y geomecánica regional.

El pozo va a ser horizontal con un KOP estimado a 6890 pies, un ángulo de entrada en la arena de 86°, una sección horizontal de 600 pies, severidad de pata de perro de 3°/100 pies, profundidad vertical verdadera de 8798 pies y desplazamiento horizontal de 1778,7 pies.

Hasta los momentos no se ha realizado estudios de geomecánica al Campo Sinco.

10.2.3 Visión y definición del dimensionamiento de revestidores.

- Revestidor de superficie a 2000’.
- Revestidor intermedio al tope de Pagüey.
- Liner al tope de la arena “P1” Formación Escandalosa.

10.2.4 Visión y definición de la geometría de los hoyos.

- Hoyo de 17 ½”
- Hoyo de 12 ¼”
- Hoyo de 8 3/8”
- Hoyo de 6”

10.2.5 Visión y definición del uso de fluidos, mechas y ensamblajes de fondo.

Hoyo superficial:

- El fluido a usar es agua-gel.
- Mecha tricónica.
- Ensamblajes de fondo configuración 0' - 30' para perforar desde el hoyo superficial hasta el KOP.

Hoyos intermedios:

- Lodo 100% aceite para minimizar daño y con propiedades de acarreo optimando la limpieza.
- Mechas de perforación PDC de nuevas tecnologías con las que se han obtenido los mejores resultados.
- En estas secciones de construcción de ángulo se usará motor de fondo con camisa estabilizada.

10.2.6 Visión y definición de las estrategias de negocio.

Las estrategias de negocio para el proyecto, se encuentran focalizadas a la culminación de los procesos licitatorios para equipos, herramientas y servicios, tales como: taladros, servicios direccionales, cementación, fluidos, equipos de control de sólidos, tratamiento de efluentes, y otros, por lo que se requiere alertar y dar seguimiento en cuanto al estatus de estos, las mechas se registrarán a través del nuevo contrato vigente y como punto de atención se debe revisar el tiempo de entrega de las secciones de cabezal, tubulares, colgadores y otros.

10.2.7 Análisis conceptual de construcción, mantenimiento y operación.

- Localización en placa del pozo Sin-32 (pozo vertical).
- Lodo de perforación óptimo para el Área.
- Equipos con disponibilidad inmediata.
- Personal con experiencia (Taladro en secuencia).
- Posibles intervenciones por fallas de los equipos BES.
- Facilidades de superficie disponibles en pozo vecino.
- Incremento del corte de agua (avance del acuífero).

10.2.8 Estimación de costos a nivel conceptual para base de recursos.

El pozo tiene un estimado de costo de perforación de 5000 MMBs.

11. INGENIERÍA BÁSICA

11. INGENIERÍA BÁSICA

11.1 DISEÑO BÁSICO DE LA ARQUITECTURA DEL POZO.

11.1.1 Diseño de completación.

La completación será a hueco abierto con tubería de 4 1/2” y liner ranurado con 23,7 pulg² de área abierta al flujo. Se usará lodo 100% aceite como fluido de completación.

11.1.2 Diseño de Trayectoria.

La trayectoria del pozo se diseñó usando la aplicación de ingeniería COMPASS “COMPUTARIZED PLANNING AND ANALYSIS SURVEY SYSTEM”. La cual permite realizar análisis en cuanto a plan direccional, “survey” e identificación de problemas potenciales de colisión. Permite la optimización de la geometría del pozo tomando en cuenta diferentes factores tales como: Torque, Arrastre, Costos y Anticolisión.

COMPASS, esta constituido por tres módulos principales que permiten especificar los elementos cruciales del diseño del pozo direccional:

1. Planificación “Planning”.
2. Medición de Desviación “Survey”.
3. Colisión entre Pozos “Anticollision”.

Planificación “Planning”.

El módulo de planificación, se utilizó para definir la trayectoria del pozo, luego se plasmó en la sísmica, validando que cumpliera con los requerimientos de navegación en la arena objetivo, construcción y dirección favorables de acuerdo a los esfuerzos de la roca.

En la figura 11.1, se observa la trayectoria del pozo y los puntos de entrada y final de la navegación en la arena.

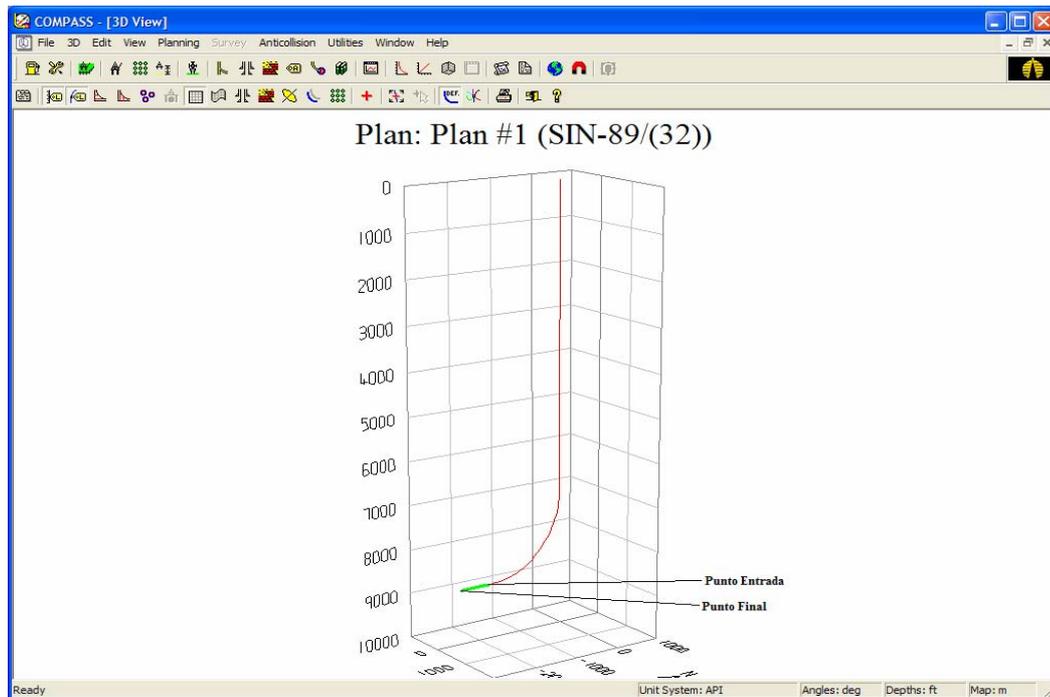


Figura 11.1. Plan direccional.

Medición de Desviación “Survey”.

Este módulo permite calcular la trayectoria mediante el método de cálculo de “survey” especificados por la compañía, tal como, el de mínima curvatura.

El módulo maneja información en cuanto a: MD “Measured Depth”, Azi. “Azimuth”, Inc. “Inclinación”, TVD “True Vertical Depth”, N “Norte” y E “Este”.

La calidad de la información obtenida a partir de los “survey” es verificada con los límites de severidad de “pata de perro” y tortuosidad. El método de mínima curvatura, ayuda a identificar la inconsistencia de la data.

Colisión entre Pozos “Anticollision”.

Este módulo permite detectar eventos de colisión entre pozos. El mismo está dotado de gráficos funcionales, como: proximidad en dos y tres dimensiones, vista del factor de separación y cilindro viajero.

En la siguiente figura se muestra la simulación.

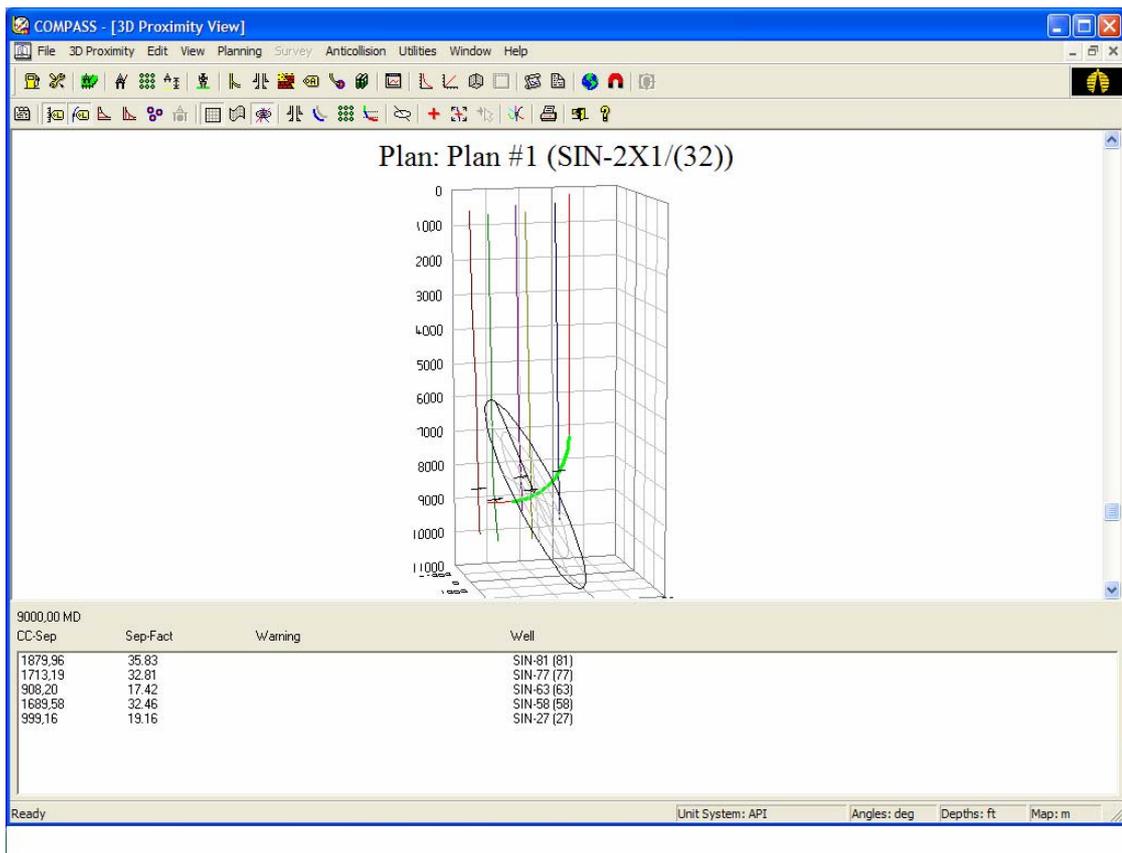


Figura 11.2. “Anticollision”.

11.1.3 Diseño de revestidores y hoyos.

Se realizaron 3 propuestas de esquemas de hoyos/tubulares:

Propuesta N°1:

Hoyo superficial: Perforar hoyo de 17-1/2" hasta $\pm 2000'$ (Profundidad de asentamiento del revestidor de 13 – 3/8") con el objetivo de aislar los acuíferos superficiales de la formación Río Yuca y colocar el equipo de válvulas impidereventones (VIR).

Hoyo Intermedio I: Perforar hoyo de 12 1/4", el objetivo de esta fase es perforar y revestir las formaciones Río Yuca – Parángula y la formación Pagüey con un revestidor de 9-5/8" asentado @ 8605' MD, 8371' TVD (tope de Gobernador), con un ángulo final de 60°.

Hoyo piloto: Perforar hoyo desviado de 8 3/8" construyendo ángulo hasta alcanzar 60° atravesando las formaciones gobernador, Navay y Escandalosa (arenas "O" y "P1"), definiendo el contacto agua - petróleo. Se usarán herramientas de registro mientras se perfora (LWD) para monitorear la litología que se irá atravesando.

Hoyo Intermedio II: Perforar hoyo de 8 3/8", perforando y revistiendo las formaciones Gobernador, Navay (La Morita / Quevedo) y escandalosa con un liner de 7" @ 9761' MD, 8798' TVD (tope de la formación Escandalosa), finalizando la construcción de ángulo con 85°- 87°. Se usarán herramientas de registro mientras se perfora (LWD) para monitorear la litología que se irá atravesando.

Sección horizontal: Perforar hoyo de 6", se navegará dentro de la formación escandalosa (arena "P1") con una inclinación de 90° hasta la profundidad final de 10490' MD, 8798' TVD. (longitud de sección horizontal +/- 677').

El esquema mecánico se puede apreciar en la figura 11.3.

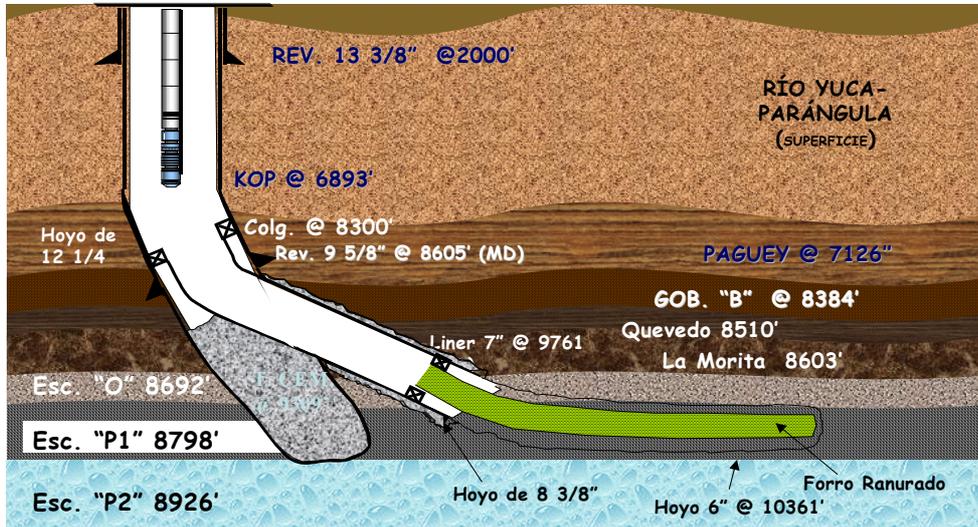


Figura 11.3. Esquema Mecánico Propuesto N°1.

Propuesta N°2:

Esquema Mecánico Propuesto N°2 similar al anterior, con la diferencia de no poseer hoyo piloto. Este esquema se puede observar en la figura 11.4.

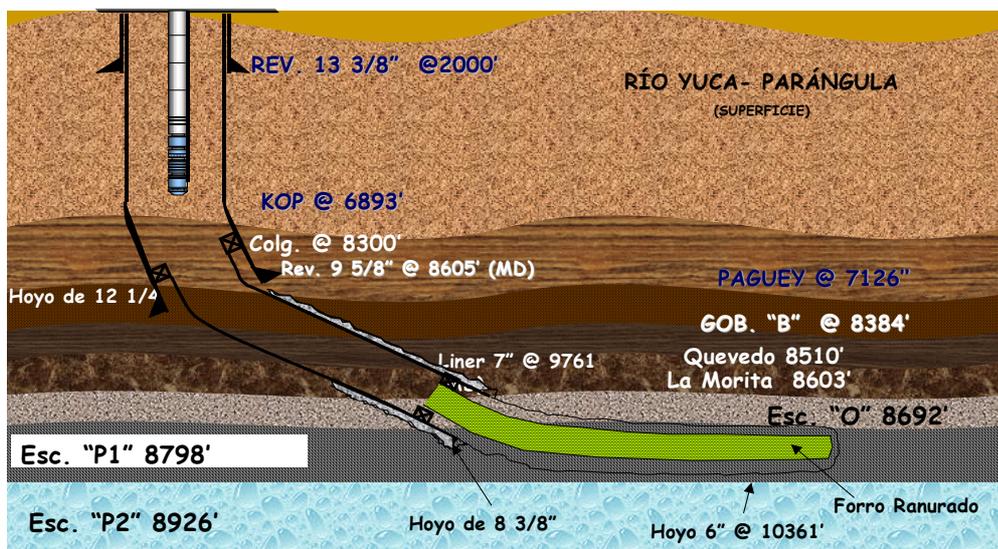


Figura 11.4. Esquema Mecánico Propuesto N°2.

Propuesta N°3 (hoyo pequeño ó “Slim Hole”):

Hoyo superficial: Perforar hoyo de 12-1/4" hasta \pm 2000' (Profundidad de asentamiento del revestidor de 9 5/8") con el objetivo de aislar los acuíferos superficiales de la formación Río Yuca y colocar el equipo de válvulas impidereventones (VIR).

Hoyo productor: Perforar hoyo de 8 1/2", el objetivo de esta fase es perforar y revestir las formaciones Río Yuca – Parángula, Pagüey, Gobernador, Navay y Escandalosa con un revestidor de 7" @ 9761' MD, 8798' TVD (tope de la formación Escandalosa), finalizando la construcción de ángulo con 85°- 87° a la profundidad del “Entry Point”. Se usarán herramientas de registro mientras se perfora (LWD) para monitorear la litología que se irá atravesando.

Este esquema se puede observar en la Figura 11.5.

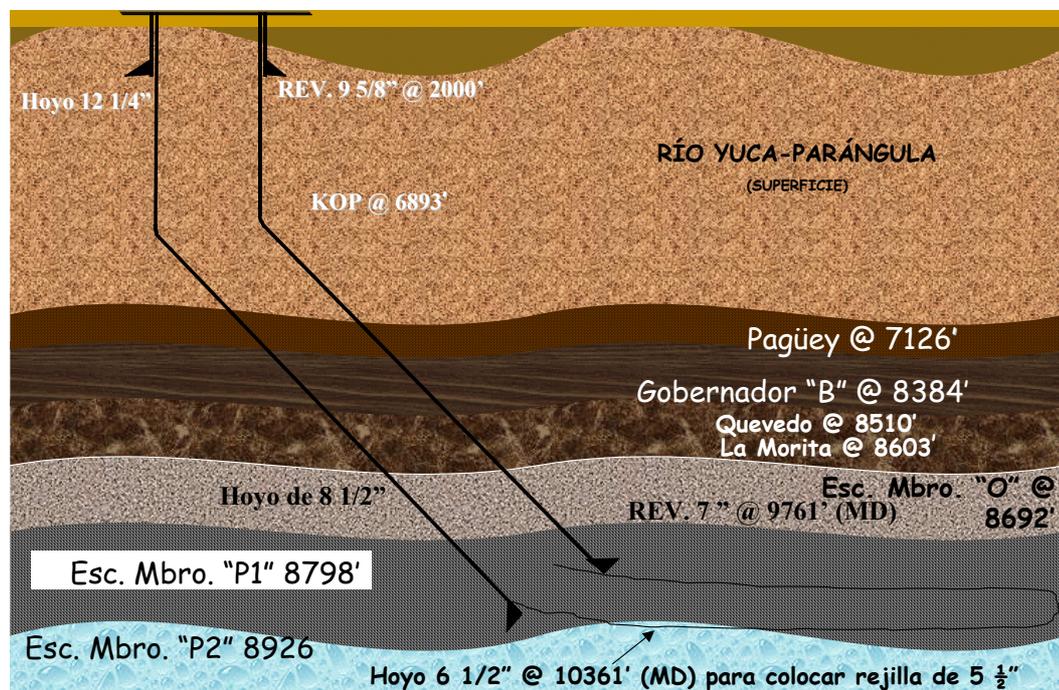


Figura 11.5. Esquema Mecánico Propuesto N°3.

11.1.4 Definición general de requerimientos de equipos, mechas, etc.

- Mecha tipo tricónica de 17 1/2”.
- Mecha tipo PDC de 12 1/4”.
- Mecha de PDC 8 3/8”.
- Mecha PDC de 6”.
- Revestidor de 13 3/8”.
- Revestidor de 9 5/8”.
- Colgadores de 7” x 9 5/8”
- Colgadores de 5 1/2” x 7”
- Forro 5-1/2”.
- Centralizadores.
- Zapata.
- Cabezal.
- Motor de fondo.
- Sartas, Estabilizadores, HW'S, Martillos, etc.

11.1.5 Diseño general de fluidos, cementación, mechas y sartas.

Diseño general de fluidos.

Hoyo de superficie: Lodo agua-gel (8,8 - 9,3 Lpg).

Hoyos intermedios: Lodo 100% aceite (9,5 - 11,8 Lpg).

Hoyo productor: Lodo 100% aceite (7.5 Lpg).

Diseño general de cementación.

Revestidor de superficie: *Lechada de barrido*, mezcla compuesta por Cemento Clase “B” + extendedor + anti-espumante, con una densidad 12,6 Lpg, con aditivos en concentraciones

que dependerán de la prueba preliminar de calidad de cemento, condiciones reológicas y tiempo de espesamiento de la lechada. Así como también de las condiciones fisico-químicas inherentes al pozo y *lechada de cola* mezcla compuesta por Cemento Nacional Petrolero Clase “B”, con una densidad 15,6 Lpg, tratada con aditivos de ser necesario, en concentraciones que dependerán de la prueba preliminar de calidad de cemento, condiciones reológicas y tiempo de espesamiento de la lechada. Así como también de las condiciones fisico-químicas inherentes al pozo.

Revestidores intermedios: *Lechada de barrido*, mezcla compuesta por Cemento Petrolero Nacional Clase “G” ó Clase “H”, de densidad 13,2 Lpg y tratada con aditivos químicos: Controlador de filtrado + Retardador + Dispersante (si es necesario)+Silica Malla 100 + anti-espumante + extendedor ó aditivo de baja gravedad específica ó aditivos multipropósito ó polifuncionales en concentraciones que dependerán de la prueba preliminar de calidad de cemento, condiciones reológicas y tiempo de espesamiento de la lechada. Así como también de las condiciones físico - químicas inherentes al pozo y *lechada de cola*: Mezcla compuesta por Cemento Petrolero Nacional Clase “G” ó Clase “H” de densidad 15,8 Lpg y tratada con aditivos químicos: Controlador de filtrado + Retardador + Dispersante + Anti-espumante + Silica Malla 100 + Surfactante, ó aditivos multipropósito en concentraciones que dependerán de la prueba preliminar de calidad de cemento, condiciones reológicas y tiempo de espesamiento de la lechada. Así como también de las condiciones físico - químicas inherentes al pozo.

Diseño general de mechas.

Hoyo de superficie: Mechas tricónica de 17 1/2”- 12 1/4”.

Hoyos intermedios: Mechas PDC de 12 1/4”- 8 3/8” para perforar formaciones duras y mechas tricónicas para circular y limpiar.

Hoyo productor: Mechas PDC de 6”- 6 1/2”.

Diseño general de sartas.

Hoyo de superficie: Sarta 0' - 30'.

Hoyos intermedios: Sartas con equipos direccionales y motor de fondo.

Hoyo productor: Sartas con equipos direccionales y motor de fondo.

11.2 ESTIMACIÓN DE BASE DE CONOCIMIENTO (COMPETENCIAS REQUERIDAS).

- Geólogo.
- Sedimentólogo.
- Petrofísico.
- Ingeniero de Yacimientos.
- Geofísicos.
- Ingeniero Producción.
- Ingeniero Infraestructura.
- Ingeniero SHA (Seguridad Higiene y Ambiente).
- HDI (Habilitación de Inmuebles).
- Ingeniero VCD (Visualización Definición y Conceptualización).
- Ingeniero Cemento.
- Ingeniero Fluidos.
- Ingeniero Completación de Pozos.
- Ingeniero Procura de Materiales.
- Relaciones Laborales.
- Ingeniero Planificación y Gestión.
- Contratistas.
- Consultoría.

11.3 ESTIMACIÓN DE PRODUCTIVIDAD.

La estimación de producción de crudo es de 1000 BND, se realizó analizando el comportamiento de producción de los pozos vecinos con el programa "Oil Field Manager" (OFM), aplicación que desarrolla un método eficiente para visualizar, relacionar y analizar datos de producción y yacimiento. Esto se puede apreciar en el gráfico 11.1.

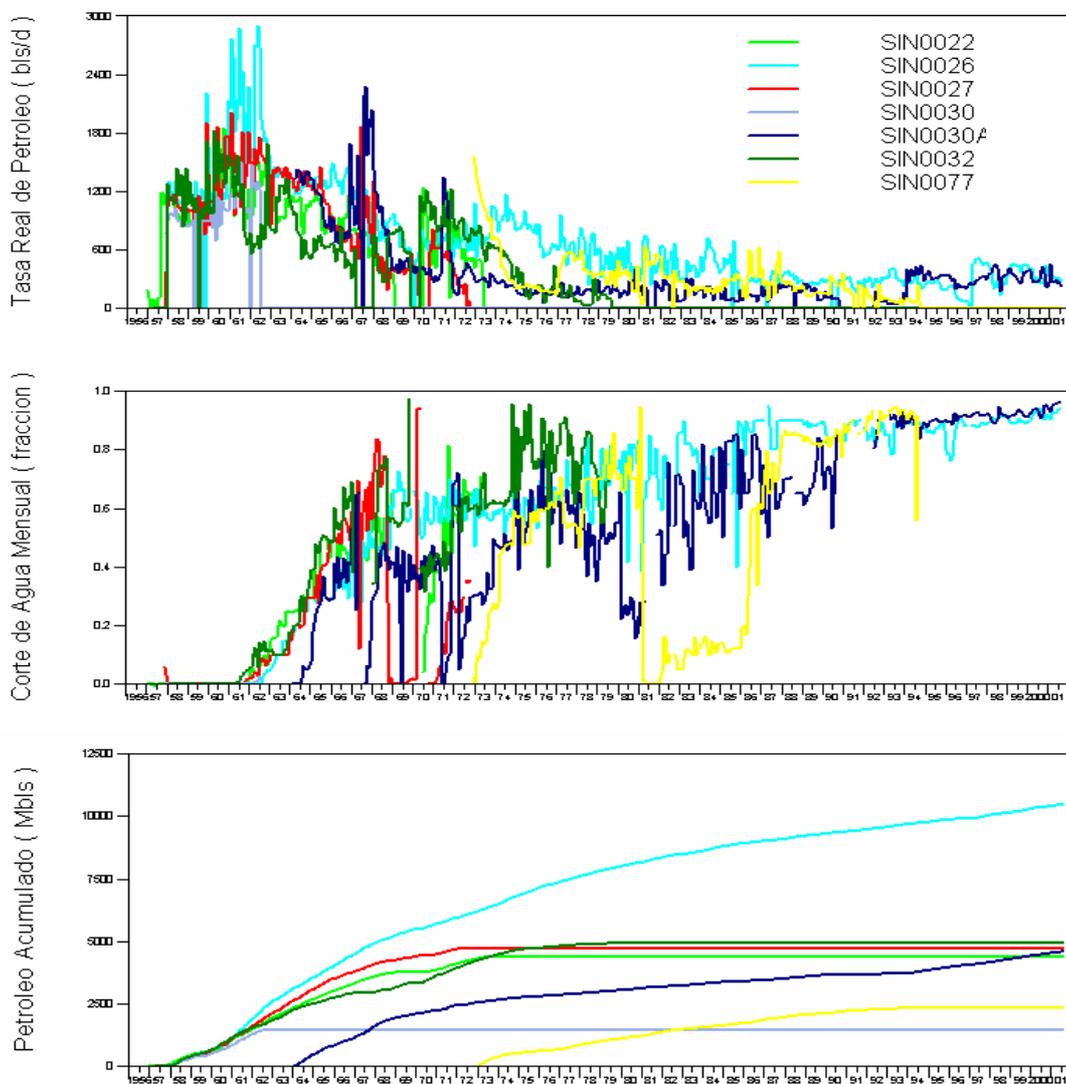


Gráfico 11.1. Comportamiento de Producción de los Pozos vecinos a la Loc. SIN-2X1.

11.4 ESTIMACIÓN DE TIEMPO Y COSTO.

Se generaron curvas de profundidad versus tiempo y perforabilidad vs tiempo. La mayoría de los pozos analizados del Campo son verticales por lo cual se calculó un promedio de perforabilidad transformándolo de pozo vertical a horizontal, siguiendo la siguiente metodología:

Se determinó el tiempo de perforabilidad con la curva promedio de los pozos verticales. Luego se utilizaron las ecuaciones correspondientes y se llevó éste de vertical a horizontal, conociendo el perfil direccional del pozo horizontal obtenido a través del COMPASS.

Se calculó el tiempo a la profundidad programada medida T_{PM} . El cual viene dado por:

$$T_{PM} = \left[\frac{T_{PV} \cdot (P_M - P_A)}{(P_V - P_A)} \right] \quad \text{Ecuación 11.1}$$

Donde:

T_{PM} : Tiempo a la Profundidad Programada Medida [Días].

T_{PV} : Tiempo a la profundidad Programada Vertical [Días].

P_A : Profundidad del Punto de Arranque [ft].

P_M : Profundidad Programada Medida [ft].

P_V : Profundidad Programada Vertical [ft].

Este tiempo es corregido dependiendo de las condiciones del pozo direccional, para esta localización se utilizó la ecuación que aplica cuando se construye ángulo mayor de 70° y se mantiene el ángulo.

$$T_{PD} = (T_{PM} \cdot 1,32) + 3$$

Ecuación 11.2

Con las curvas obtenidas de cada plan direccional, los tiempos del pozo SIN-88 y analizando los “Stick Chart”, se realizaron las curvas de profundidad vs tiempo de la localización Sin-2X1 correspondientes a cada propuesta.

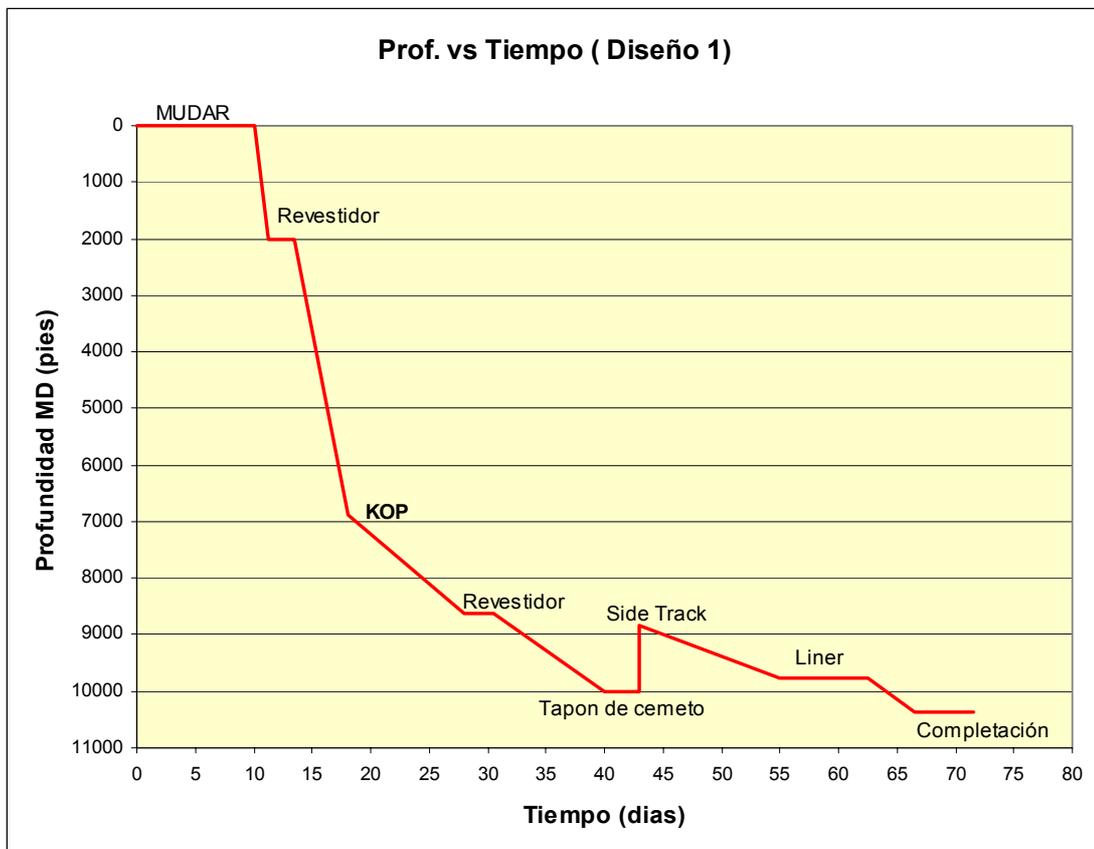


Gráfico 11.2. Profundidad vs Tiempo Planificada (propuesta 1).

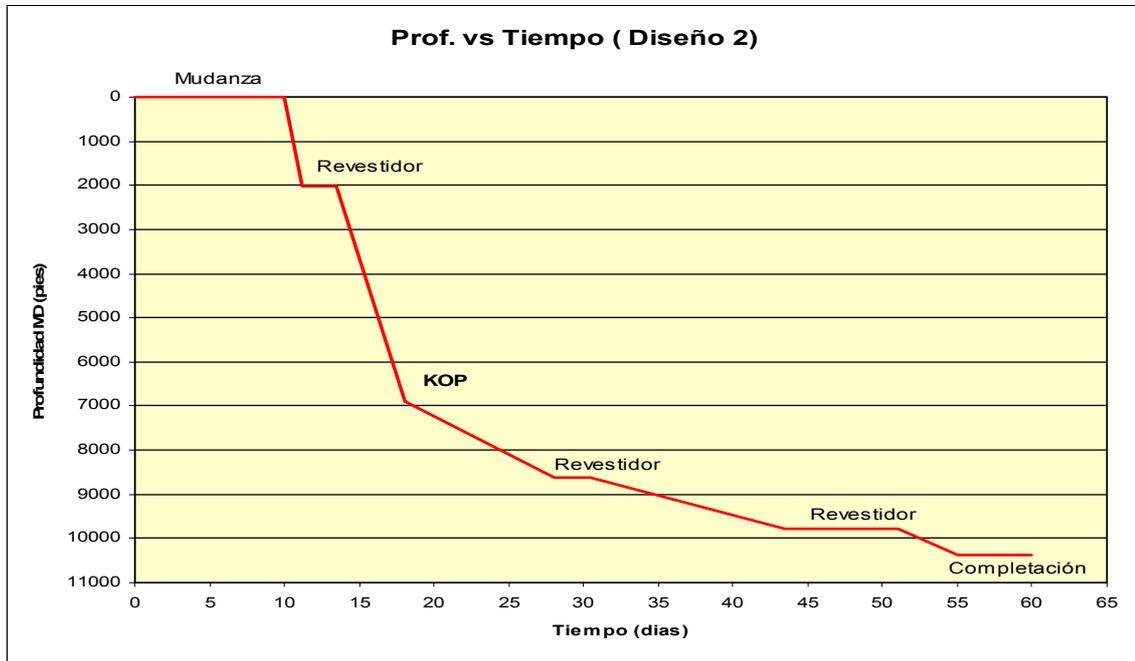


Gráfico 11.3. Profundidad vs Tiempo Planificada (propuesta 2).

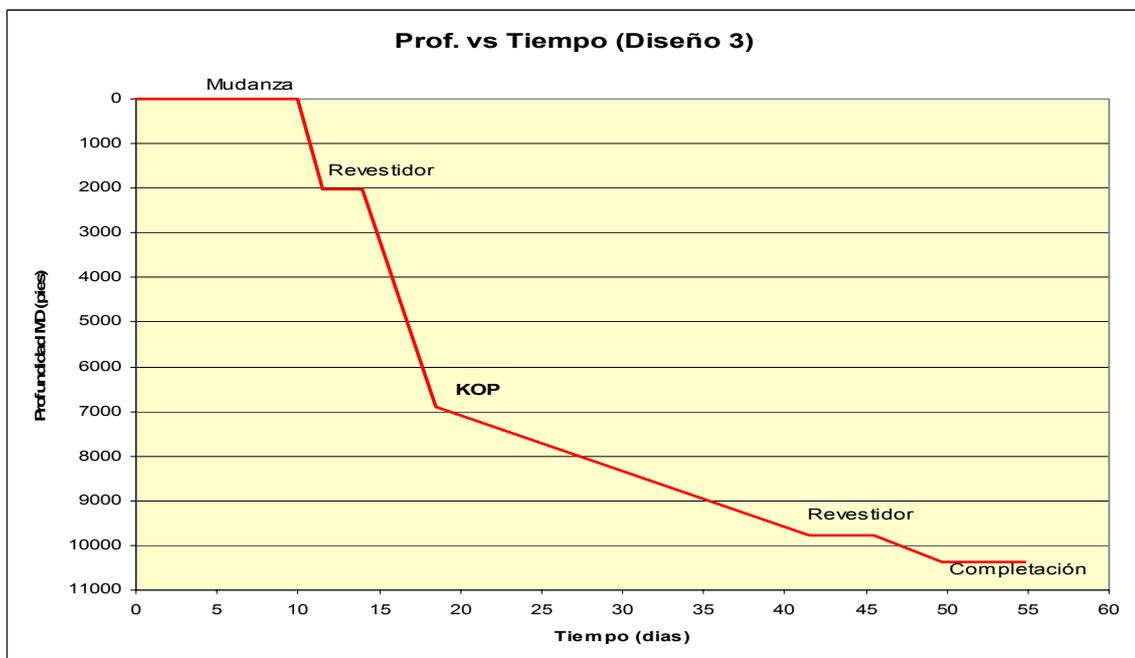


Gráfico 11.4. Profundidad vs Tiempo Planificada (propuesta 3).

La estimación de costos, se realizó con los tiempos de la curva anterior, (propuesta N°3) considerando todos los parámetros involucrados para su desarrollo.

La estructura de costos está compuesta básicamente por:

- Costos correspondientes de materiales y equipos en el mercado.
- Costos de construcción, instalación y operación.

Tabla 11.1. Estimados de Costos clase III, Loc. SIN-2X1.

DESCRIPCION	MBs	\$	MBs. EQUIV
LABOR PROPIA (DIRECTA / INDIRECTA)	175.375,04	0	175.375,04
LABOR CONTRATADA	71.100,00	0	71.100,00
TRANSPORTE PROPIO	3.050,00	0	3.050,00
TRANSPORTE ALQUILADO	37.200,04	0	37.200,04
LOCALIZACION / VIA ACCESO	180.000,00	0	180.000,00
(DESVESTIDA-MOVILIZACION-VESTIDA) TALADRO/CABRIA	130.000,00	0	130.000,00
FLUIDOS (LODOS)	458.000,00	0	458.000,00
MECHAS DE PERFORACION / RA-RC	0,00	149.785	216.888,62
DIRECCIONAL(EQUIPOS,SERVICIOS,SURVEY)	36.373,00	238.449	381.647,15
CEMENTACION	70.000,00	107.000	224.936,00
MUD LOGGING / SERVICIO MUESTREO	30.300,00	13.130	49.312,24
REVESTIDORES, COLGADORES Y ACCESORIOS	308.037,10	0	308.037,10
ALQUILER EQUIPOS PERFORACION / COMPLETACION / RA-RC	24.014,08	11.040	40.000,00
TRATAMIENTO DE EFLUENTES LIQUIDOS Y SOLIDOS	143.275,00	15.000	164.995,00
ALQUILER DE EQUIPOS DE CONTROL DE SOLIDOS	60.270,26	152.810	281.539,14
OTROS SERVICIOS CONTRATADOS	86.970,00	28.090	127.644,32
CONTRATO DE TALADRO/CABRIA + TOP DRIVE	378.733,88	1.190.528	2.102.618,42
INSPECCIÓN DE TUBERIA/ VESTIDA / PRUEBA VIR	39.500,00	0	39.500,00
CABEZAL DEL POZO (SECCIONES A, B, C, D, E)	19.000,00	0	19.000,00
BOMBAS DE SUB-SUELO Y ACCESORIOS	600.000,00	0	600.000,00
TUBERIA DE PRODUCCION	133.000,00	0	133.000,00
OTROS MATERIALES Y SUMINISTROS	108.517,43	13.565	128.159,55
ACIDIFICACIÓN	48.000,00	40.000	105.920,00
PRUEBA FORMACIÓN (DST) / NUCLEOS	24.500,00	38.300	79.958,40
TOTAL	3.165.215,83	1.997.697	6.057.881,03

Los indicadores económicos obtenidos son: TIR de 2.56%, VPN de -1922 MMBs, Eficiencia de la Inversión de 0.76 y un tiempo de pago de 10.68 años, los cuales no cumplen con las exigencias de los requerimientos funcionales, por lo cual no se continuará

la planificación del programa de perforación del pozo. Las otras propuesta (1 y 2) tampoco se ajustarán a las exigencias, ya que incluyen mayor número de materiales, equipos y tiempo.

12. REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

12. REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

12.1 USO Y TIPO DE POZO.

En la localización SIN-2X2, se propone perforar un pozo vertical de desarrollo (Productor), con objetivo primario la arena "P1" de la Formación Escandalosa.

12.2 OBJETIVOS DE LA CORPORACIÓN.

- Mínimo costo y rentable.
- Requisitos de calidad cero defecto.
- Mínimo riesgo ambiental y seguridad, garantizando el cumplimiento de normas e indicadores para la Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA).
- Valor presente neto mayor a cero.
- La tasa interna de retorno mayor o igual a 15%.

12.3 OBJETIVOS DE LA UNIDAD DE EXPLOTACIÓN.

- Incrementar el potencial del distrito en 1000 BNPD, considerando que los estudios realizados al yacimiento "P SIN-1" muestran reservas recuperables de 214,3 MMBls, producción acumulada de 153,4 MMBls y reservas remanentes recuperables de 60,9 MMBls.
- Minimizando posible daño a la formación.
- Considerar la declinación de presión y producción del yacimiento para el diseño de densidades y tipos de lodos a utilizar.

- Aislar zonas productoras con distintas presiones y crudos.
- Con este pozo no se persiguen objetivos estratégicos debido a que no es un pozo observador o exploratorio (adquisición de data).

Las coordenadas de fondo y superficie son:

Tabla 12.1 Coordenadas de fondo y superficie Loc.Sin-2X2.

Coordenadas (m)	
N	S
918760	381422

El yacimiento se encuentra en un área la cual presenta acumulaciones de hidrocarburo considerable, es un campo en desarrollo donde las formaciones y el perfil de presiones son conocidos.

- Valor económico del proyecto.

Proyecto evaluados bajo un horizonte económico de 20 años, obteniendo un TIR de 17,9%, VPN de 1633,3 MMBs, Eficiencia de la Inversión de 1,3 y un tiempo de pago de 4,1 años.

12.4 OBJETIVOS DE PERFORACIÓN.

- Optimizar el diseño de construcción, buscando mejorar los tiempos de perforación en 10%.
- Realizar el mejor diseño, mantenible en el tiempo asegurando la optimización de costos.

- Las mejores prácticas que se aprendan deben ser tomadas en cuenta para asegurar la optimización de futuros trabajos.

- Construir, mantener y operar cumpliendo con las regulaciones ambientales, fomentando la armonía con el entorno y enmarcado bajo la premisa de cero accidentes, cero descargas al ambiente (100% manejo de pasivos ambientales).

13. INGENIERÍA CONCEPTUAL

13. INGENIERÍA CONCEPTUAL

13.1 REQUERIMIENTO E INFORMACIÓN DISPONIBLE DEL PROYECTO.

13.1.1 Gradiente de presión de poro, fractura y temperatura.

La presión de poro es la presión a la cual se encuentran los fluidos de la formación, así mismo la presión de fractura es la presión requerida para fracturar la formación. La diferencia entre estos dos valores origina la ventana operacional del peso de lodo.

Se obtuvo la presión de poro y el gradiente de fractura utilizando el programa PREDICT, el cual requiere datos de entrada provenientes de: Registros de Rayos Gamma, Sónico, Resistividad y Densidad.

El procedimiento seguido fue el siguiente:

- 1.- Se desplegaron las curvas de los registros en diferentes pistas, en la primera pista la profundidad contra los rayos gamma, en la segunda pista la profundidad contra la tendencia de porosidad y en la tercera pista la profundidad contra la densidad equivalente de poro y fractura.
- 2.- Luego se estimó, basado en los registros de rayos gamma, una línea base de lutitas de 78 GAPI, basados en el Índice “Gamma Ray”.
- 3.- Basándose en esto se discriminaron las lutitas de las areniscas.
- 4.- Se determinó la Línea de Tendencia de Compactación Normal (LTCN).
- 5.- A partir del registro de densidad se creó un registro de gradiente de sobrecarga (opcional con el programa).

6.- Se construyeron las curvas de presión de poro para la línea de tendencia de compactación normal, utilizando las correlaciones de Eaton y profundidad equivalente.

A partir de estas curvas se construyó la de gradiente de fractura para la curva de presión de poro.

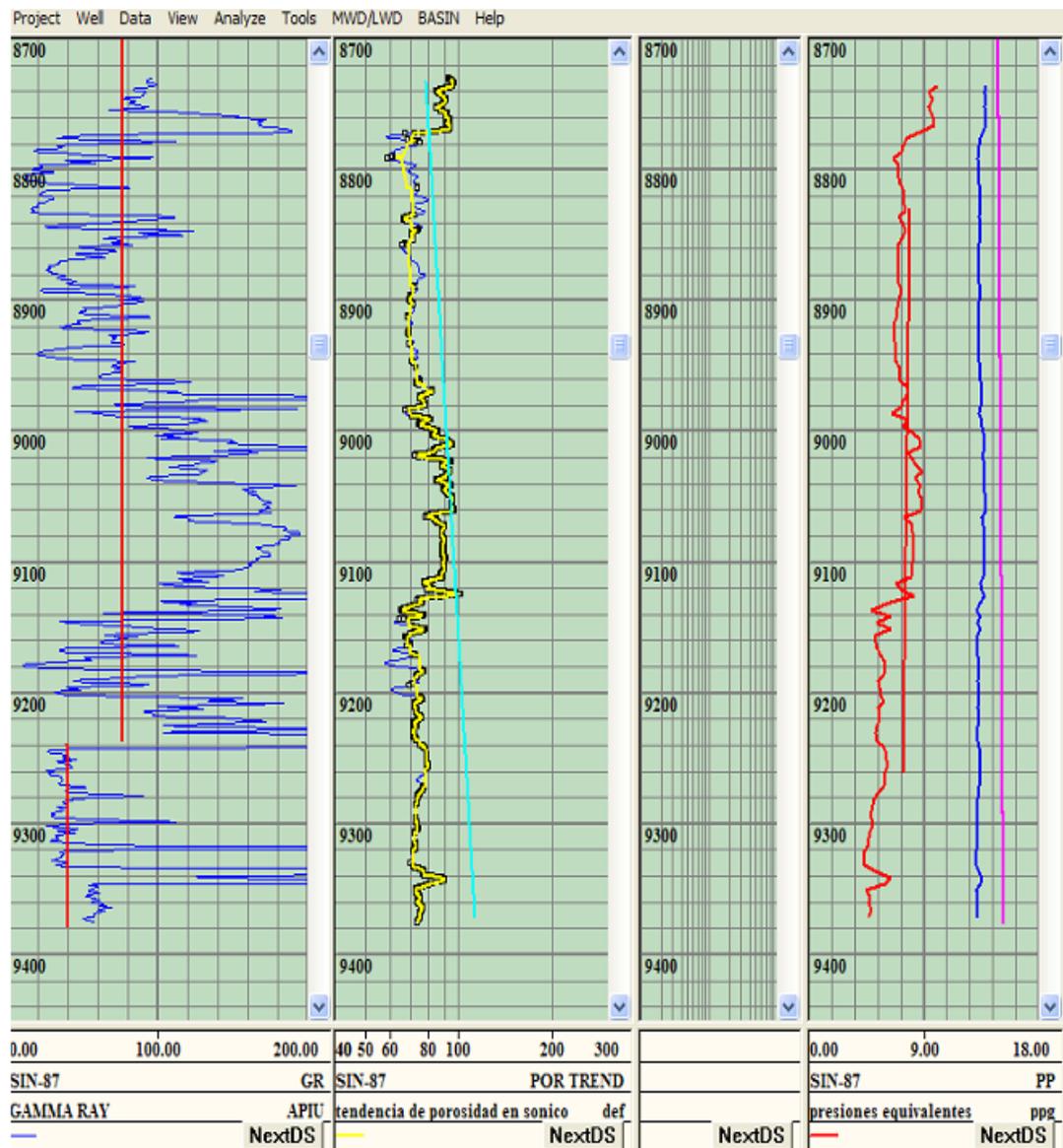


Figura 13.1. Presión de Poros y Gradientes de Fractura.

13.1.2 Presión de fondo fluvente de diseño y método de producción.

La presión en el Campo Sinco se ha mantenido en el orden de 3600 lppc debido al aporte energético del acuífero, el método de producción común es asistido con equipo de bombeo electrosumergible.

13.1.3 Caracterización de fluidos y roca.

El crudo que se espera extraer tiene una gravedad API de 28, proveniente de la arena “P1” la cual presenta las siguientes características:

Tabla N° 13.1 Valores estadísticos de los parámetros petrofísicos arenas “P1”.

Característica	Espesor (ft)	ANT (ft)	ANP (ft)	Porosidad (%)	Saturación (%)	Permeabilidad (%)
Promedio	114,6	93	59,5	17,5	21,6	274,6
Valor Mínimo	53	20	0	14	4,5	41,2
Valor Máximo	153	141	131	22,6	48,2	1460,4

13.1.4 Planes para trabajos de estimulación, inyección y levantamiento.

Mediante la revisión de las condiciones del yacimiento y del pozo a ser perforado, no se requiere trabajos de estimulación y/o inyección de fluidos en el mismo.

Dentro de las prerrogativas para las condiciones del yacimiento, se diseñará en función de completar el pozo con equipo de bombeo electrosumergible como método de levantamiento.

13.1.5 Prognosis de intervalos productores y radio de drenaje.

Tabla 13.2 Topes estimados de las formaciones.

Formación o Arena	Tope Estimado
RIO YUCA - PARANGULA	SUPERFICIE
PAGÜEY	7134' (-6717') TVD
GOBERNADOR "B"	8437' (-8020') TVD
NAVAY / Mbro. QUEVEDO	8608' (-8191') TVD
NAVAY / Mbro. LA MORITA	8668' (-8251') TVD
ESCANDALOSA Mbro. "O"	8758' (-8341') TVD
ESCANDALOSA Mbro. "P1"	8873' (-8456') TVD
PROFUNDIDAD FINAL	8973' (-8556') TVD

Espesor de arena: 114,6 pies.

Radio de drenaje: 1600 pies.

13.1.6 Requerimientos de monitoreo de fondo y superficie.

Debido al desarrollo del Campo Sinco, las presiones y temperaturas son conocidas por lo cual el pozo no requiere dispositivos de monitoreo.

13.1.7 Análisis comparativo de la información de pozos vecinos.

Con las coordenadas de superficie de la localización Sin-2X2, se ubicaron en el mapa Isópaco-Estructural los pozos vecinos, la información de estos era insuficiente para caracterizar los problemas del área, por lo cual se realizó con las carpetas de pozo y el "DIMS", un análisis de "Stick Chart" y de tiempos de perforación a los siguientes pozos.

Tabla N° 13.3 Pozos Analizados para la Loc. SIN-2X2.

Pozo	Localización	Coordenadas	
		N	S
SIN-27	SIN27	916678,82	382909,91
SIN-32	SIN32	917153,94	382605,54
SIN-58	SIN58	917121,25	382231,08
SIN-63	H-15	916724,51	382356,78
SIN-77	J-16	916244,15	382665,66
SIN-83	EE-16	918693,77	380446,56
SIN-84	BB-18	919614,89	380947,45
SIN-85	AA-17	920050,11	380716,36
SIN-86	DD-16	918976,51	380227,05
SIN-87	AA-13	920325	379009
SIN-88	PH-13	920016	379573

“Stick Chart”.

Resumen de eventos relevantes ocurridos durante la perforación del pozo, características de revestidores utilizados (puntos de asentamiento, diámetro, peso, grado y tipo de rosca), curva y tipos de densidades de lodo, curva de tasa de penetración, diámetro de los hoyos perforados, se describen los problemas durante la perforación (pegas, arrastres, apoyos y repasos), ver apéndice A. La información generada, conducirá a la caracterización del área visualizando problemas que se puedan presentar durante la perforación del pozo, permitiendo contar con un plan de contingencia asociado a cada evento.

Tiempos de Perforación.

El proceso de construcción de pozos conlleva actividades asociadas a la perforación y completación, en forma macro son: mudar, perforar, circular, viajar, completar y abandonar. Cada una contempla tiempos asociados de ejecución los cuales se clasifican en:

- **Tiempo Productivo:** Es el período de tiempo de aquellas actividades de los equipos de perforación, que contribuyen al progreso de la construcción del pozo de acuerdo a lo planificado o de eventos adicionales no contemplados en la planificación, que surgen a requerimiento del cliente.
- **Tiempo no Productivo:** Es el período acreditable a eventos o actividades en las operaciones del equipo de perforación, que retardan el avance de las actividades de Construcción de un pozo según lo planificado.

Al planificar un pozo es necesario conocer el tiempo asociado a cada fase de perforación de pozos vecinos, para establecer un aproximado de tiempo y costos. Esto se traduce en la realización de las curvas siguientes:

- **Profundidad vs Tiempo:** Representa los tiempos asociados a cada una de las fases del proceso, tanto productivo como no productivo.
- **Profundidad vs Tiempo Limpio:** Representa los tiempos productivos asociados a cada una de las fases del proceso.
- **Perforabilidad:** Representa el tiempo durante el cual la mecha está penetrando en la formación.

A continuación se muestra un ejemplo de curvas y tablas de tiempos de perforación:

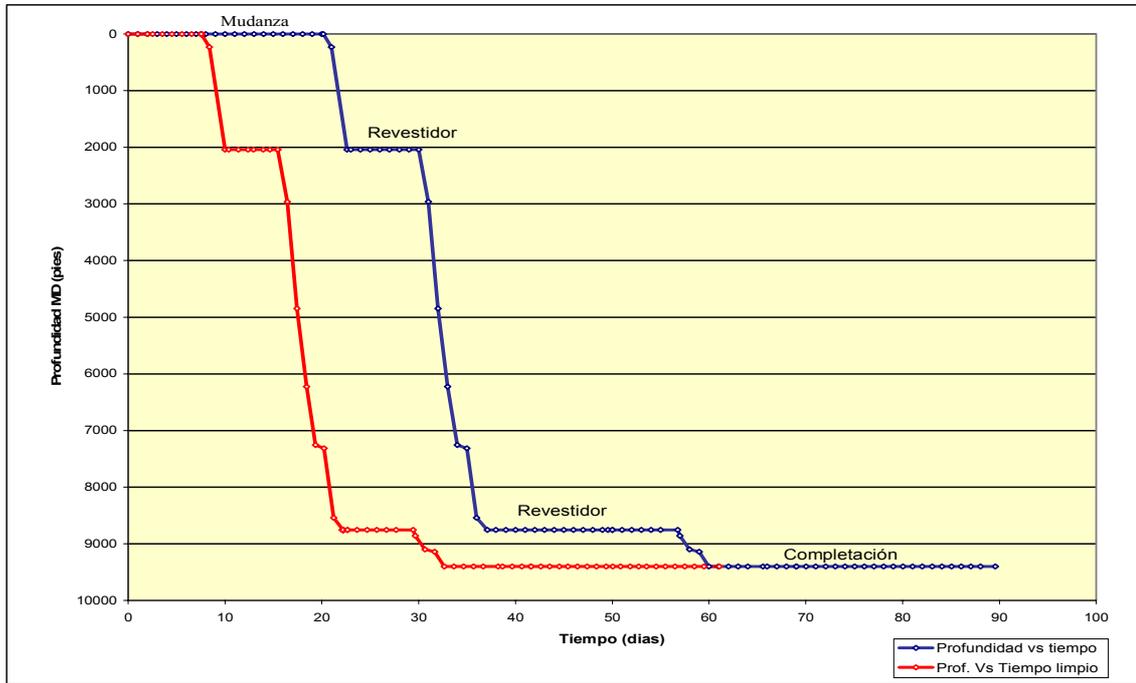


Gráfico 13.1. Profundidad vs Tiempo SIN-87.

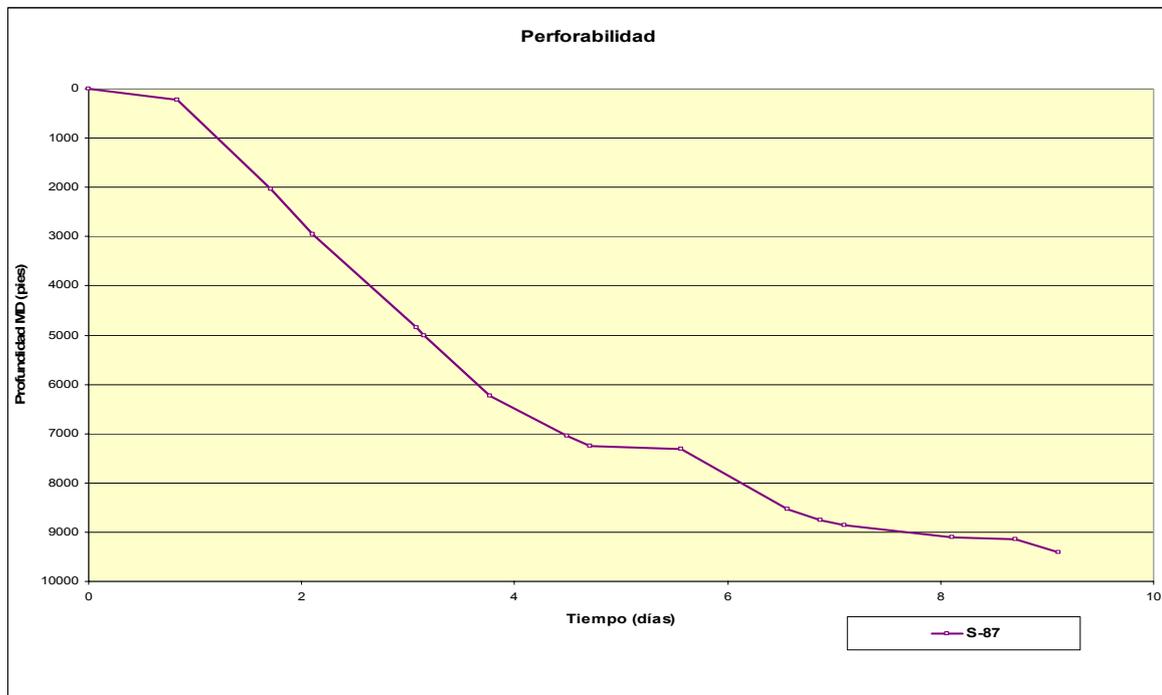


Gráfico 13.2. Perforabilidad SIN-87.

Tabla 13.4 Clasificación realizada a las fases de perforación.

Fase	Etapa	Actividad	Tiempo (día)	Total de Etapa	
Mudar	Trabajando	Desvestir	1		
		Transportar	3,291666667		
		Vestir	0		
		Mantenimiento	12,66666667		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0		
	Tiempo Perdido	0	16,95833333		
Perforar Hoyo Superficie	Perforar	Perforar	1,875		
		Viajar	0,5		
		Circular	0,208333333		
		Repaso	0		
		Toma de registro	0,041666667		
		Otros	0		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0		
		Tiempo Perdido	0		2,625
	Revestir	Bajar Rev./Liner	0,479166667		
		Cementar	1,145833333		
		Circular	0,125		
		Instalar y desintalr Cabezal/VIR	2,5		
		Registros	0		
Limpiar Rev./Camisa		0,333333333			
Pruebas		0,25			
Otros		0,770833333			
Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0			
	Tiempo Perdido	1,916666667	7,520833333		
Perforar Hoyo Intermedio	Perforar	Perforar	5,166666667		
		Viajar	3,833333333		
		Circulo	2,791666667		
		Repaso	0		
		Toma de registro	0		
		Otros	0,25		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	2,8125		
		Tiempo Perdido	4,083333333		18,9375
	Revestir	Bajar Rev./Liner	0,75		
		Cementar	1,145833333		
		Circular	0,208333333		
		Instalar y desintalr Cabezal/VIR	0,854166667		
		Registros	0		
		Limpiar Rev./Camisa	0,083333333		
		Pruebas	0,958333333		
Otros		3,291666667			
Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0			
	Tiempo Perdido	0,458333333	7,75		

Fase	Etapa	Actividad	Tiempo (día)	Total de Etapa	
Perforar Hoyo Producción	Perforar	Perforar	2,229166667		
		Viajar	2,208333333		
		Circulo	0,5		
		Repaso	0		
		Toma de registro	1,666666667		
		Otros	0,208333333		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	6,8125	
		Tiempo Perdido	0		
	Revestir		Bajar Rev./Liner	0,708333333	
			Cementar	0,083333333	
			Circular	0,4375	
			Instalar y desintalr Cabezal/VIR	0,5	
			Registros	0	
			Limpiar Rev./Camisa	0,208333333	
Pruebas			0		
Otros			3,208333333		
Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	5,520833333		
	Tiempo Perdido	0,375			
Completar	Completación	Cañonear	0,104166667		
		Armar Sarta de completación	1,708333333		
		Bajar Completación	0,125		
		Registros	0		
		Circular	0,5		
		Viajar	5,5625		
		Otros	11,45833333		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	20,54166667	
		Tiempo Perdido	1,083333333		
	Tiempo Total (días)			86,66666667	
Tiempo Total Limpio (días)			75,9375		
% FTP			27,91327913		

Se generaron curvas en conjunto, para obtener promedios y comparar los tiempos de los pozos analizados. (Ver gráfico 13.3).

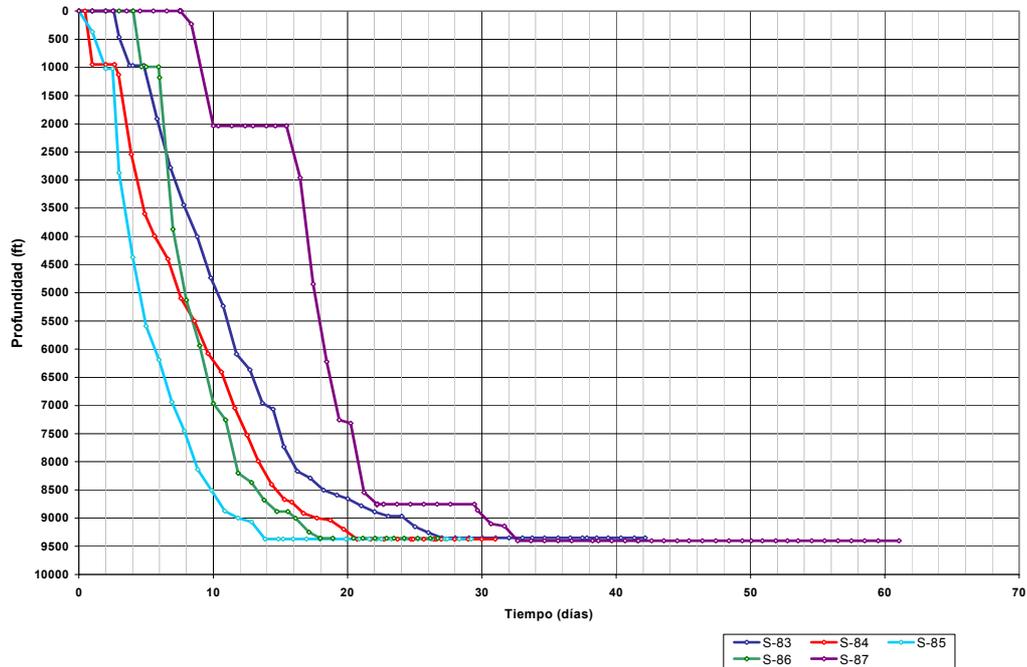


Gráfico 13.3. Profundidad vs Tiempo Limpio.

13.1.8 Cálculo de éxito volumétrico y mecánico.

Métricas.

Las mejores prácticas se refieren a la homologación de un proceso donde se conjuguen todas las actividades que se hayan realizado óptimamente. El VCD como se mencionó anteriormente, surge como resultado del análisis comparativo de las mejores prácticas realizadas a escala mundial por la institución IPA, la cual agrupa a 13 empresas líderes a nivel mundial y donde se determinó la importancia y urgencia de evaluar los grados de definición y complejidad de los proyectos para la toma de decisiones.

Esta institución ha desarrollado un modelo matemático que permite evaluar la operabilidad de un proyecto de perforación de un pozo. Es decir, el modelo establece el grado de incertidumbre que existe en cuanto a los tiempos y costos de operación y el potencial inicial

del yacimiento. De esta forma, durante la planificación de la perforación del pozo se puede conocer anticipadamente la incertidumbre asociada al proyecto. Este modelo establece una correlación entre las variables técnicas que controlan el logro o no de los objetivos de la perforación, así como la desviación de los resultados esperados, en cuanto tiempo, costo planificado y potencial inicial esperado.

El modelo para la evaluación de un proyecto de perforación de pozo está conformado por dos matrices: Matriz de Complejidad del Yacimiento y Matriz de Complejidad del Pozo. Están diseñadas basándose en investigaciones estadísticas, sobre el proceso de perforación de un pozo, tomando en cuenta las principales actividades y problemas que se presentan durante el proceso. Se mide el nivel de complejidad asociado a las variables técnicas que tienen mayor impacto en el proceso de perforación y planificación de un pozo y que inciden directamente en el grado de dificultad de dicho proceso.

La Matriz Complejidad del Yacimiento tiene como objetivo evaluar el grado de caracterización y definición del yacimiento que va a ser drenado. Parte importante del éxito de la perforación de un pozo está en lograr una producción rentable de acuerdo a los estimados de costos planificados, por lo tanto, es necesario determinar el grado de incertidumbre de las condiciones estáticas y dinámicas del yacimiento.

La Matriz Complejidad del Yacimiento consta de:

- INPUTS (Información/Datos).
- Definición de tareas (Inicio del proyecto).
- Restricciones de yacimientos (Inicio del proyecto).
- Guías para la medición de la complejidad del Modelo Estático del Yacimiento.

1. Complejidad Estructural.
2. Complejidad Estratigráfica.

3. Complejidad de Calidad de la Roca.
4. Complejidad de los Fluidos.
5. Energía del Yacimiento.

➤ Guías para la estimación de la complejidad Dinámica del Yacimiento.

1. Complejidad del Yacimiento.
2. Complejidad Dinámica del Reservorio.

La Matriz Complejidad de Pozo tiene como objetivo recopilar todas las variables que impactan el proceso de perforación de un pozo y que suman o restan dificultad al mismo, y establecer su grado de influencia en la desviación de los resultados esperados.

La Matriz Complejidad de Pozo consta de:

➤ Guías para la Medición de la Complejidad del Proceso de Perforación.

1. VCD de Construcción de Pozos.
2. Índice IPA de Complejidad del Pozo “Well Complexity Index”.

Los resultados son obtenidos en valores numéricos, definidos como índices.

Tabla 13.5. Índices de Complejidad.

Índice		Rango
Índice Complejidad Estática Yacimiento	ICEY	1-5
Índice Complejidad Dinámica Yacimiento	ICODY	8-40
Índice Calidad Definición Yacimiento	ICADY	1-4
Índice Complejidad Pozo	ICODP	0-6
Índice Calidad Definición Pozo	ICADP	1-4

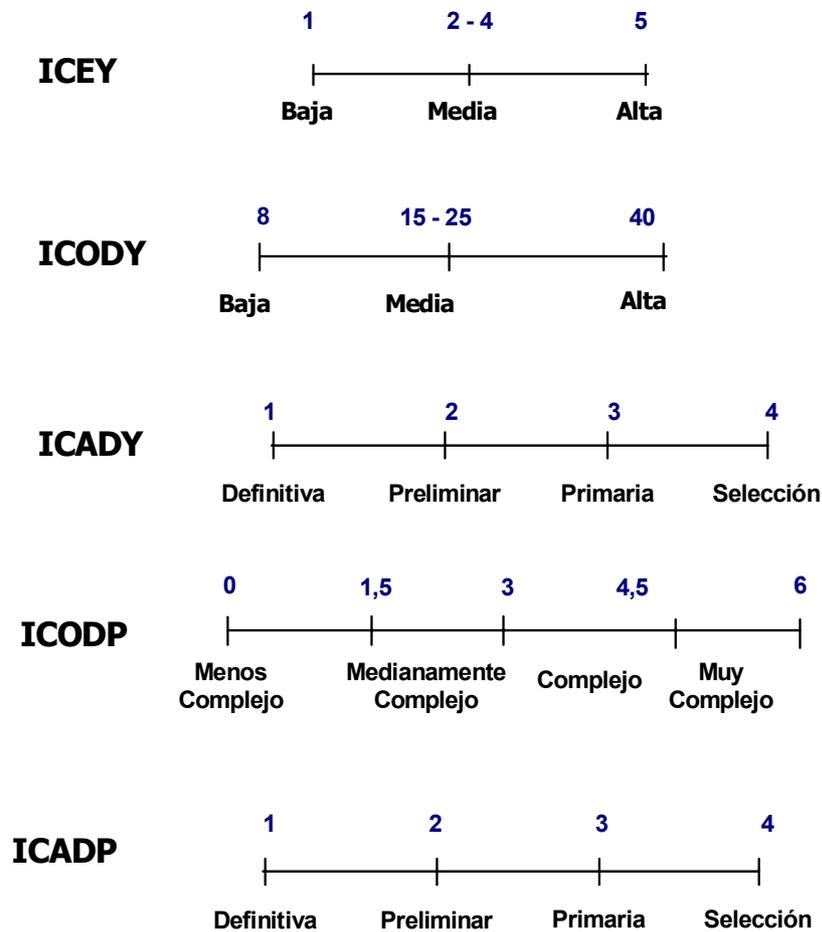


Figura 13.2 Escalas de la métricas.

La reciente implantación de este modelo matemático en Venezuela, no ha permitido lograr establecer un límite para detener la realización de un proyecto aguas arriba de acuerdo a su grado de complejidad. Hasta el momento la única información de interés que se puede extraer de las matrices es la complejidad del proyecto y el grado de definición de cada variable que interviene en el mismo.

Resultados de los Índices de Complejidad para el pozo.

Estas matrices fueron realizadas en una Mesa de Trabajo, formada por los diferentes actores involucrados en el proyecto, provenientes de las Comunidades de Conocimientos (Diseño, Completación, Fluidos y Cementación), de la Unidad de Estudios Integrados (Geólogos, Ingenieros de Yacimientos, Petrofísico), compañías de servicios y la Unidad de Explotación Barinas (UEB). El formato de métricas se puede observar en el apéndice B.

Tabla 13.6 Resultados de los Índices de Complejidad Loc. Sin-2X2.

Índice		Rango	Valor
Índice Complejidad Estática Yacimiento	ICEY	1-5	1,2
Índice Complejidad Dinámica Yacimiento	ICODY	8-40	16,2
Índice Calidad Definición Yacimiento	ICADY	1-4	2,3
Índice Complejidad Pozo	ICODP	0-6	0,8
Índice Calidad Definición Pozo	ICADP	1-4	2,5

Como se dijo anteriormente no se ha estandarizado un límite de aceptación para los resultados de las métricas, por lo cual con los niveles medios obtenidos se va a continuar con el resto del proceso de ingeniería involucrado en el proyecto de construcción del pozo porque los vecinos confirman la viabilidad de éxito.

El flujograma que se presenta a continuación describe el proceso mediante el cual se involucran los actores dentro del proceso de realización de las métricas de yacimiento y pozo bajo metodología VCD.

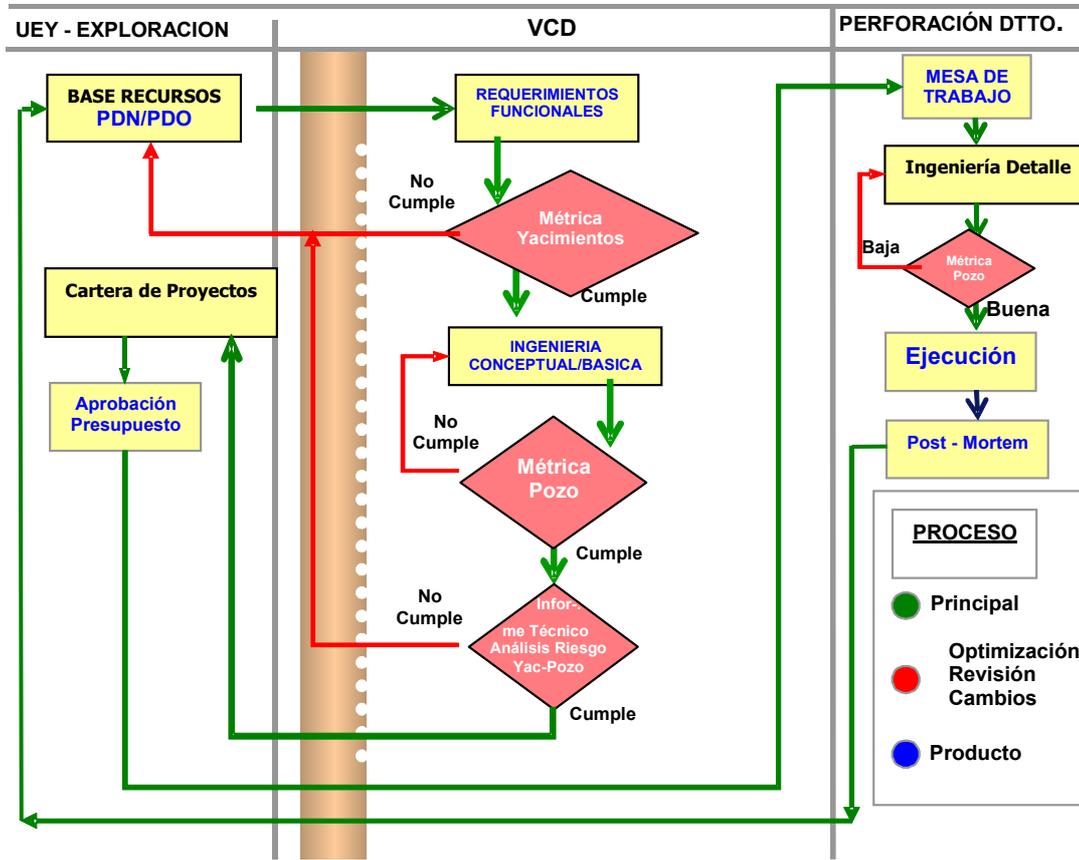


Figura 13.3. Flujograma de Generación de Métricas.

Es importante destacar que no se ha estandarizado un límite de aceptación para los resultados de las métricas, solo se puede apreciar que tan complejo o definido es el pozo y el yacimiento. A pesar de los niveles medios obtenidos, los pozos vecinos confirman la viabilidad de éxito, por lo cual se puede continuar con el resto del proceso de ingeniería involucrado en el proyecto de construcción del pozo.

Las métricas de pozo son realizadas previa generación de las de yacimiento, las de pozo se generan luego de reunir los requerimientos funcionales y revisar el portafolio de oportunidades del proyecto en la ingeniería conceptual, no obstante se decidió documentar

ambas métricas simultáneamente con el fin de ilustrar su funcionalidad bajo un mismo entorno.

13.1.9 Estrategia de aplicación de nuevas tecnologías y mejores prácticas.

La tecnología inherente a este proyecto se enmarca en:

- Corrida de mecha nuevas tecnologías, se posee data de registros sísmicos y GR de los pozos del Campos Sinco, así como información de formaciones para tener un mejor criterio para la selección adecuada de las mechas.
- Fluido de completación de baja densidad.
- Máxima tensión al sacar tubería.
- Viaje corto cada 50 hrs de rotación.
- Uso de removedor de revoque “Cake Breaker”, sin contenido de aromáticos compatible con medio ambiente (en evaluación).

13.2 CUMPLIMIENTO DE LOS REQUERIMIENTOS FUNCIONALES.

13.2.1 Visión y definición de la completación mecánica preliminar.

Los requerimientos de la unidad de explotación, permite enmarcar el diseño mecánico para la completación, con equipo de bombeo electrosumergible con tubería de 3 ½”.

13.2.2 Visión y definición de la trayectoria y geomecánica regional.

- El pozo va a ser vertical con una profundidad total de 8973 pies.
- Hasta los momentos no se han realizado estudios de geomecánica al Campo Sinco.

13.2.3 Visión y definición del dimensionamiento de revestidores.

- Revestidor de superficie de 10 ¾” a 1000 pies, para aislar los acuíferos superficiales.
- Revestidor de producción de 7” hasta la profundidad total de 8973 pies.

13.2.4 Visión y definición de la geometría de los hoyos.

- Hoyo de 12 1/4” o 13 3/4”.
- Hoyo de 8 1/2” o 9 7/8”.

13.2.5 Visión y definición del uso de fluidos, mechas y ensamblajes de fondo.

Hoyo de superficie:

- El fluido a usar es agua-gel.
- Mecha tricónica.
- Ensamblaje de fondo correspondiente a una sarta lisa.

Hoyo de producción:

- Lodo 100% aceite para minimizar daño y con propiedades de acarreo optimando la limpieza.
- Mechas de perforación PDC de nuevas tecnologías con las que se han obtenido los mejores resultados.
- Ensamblajes de fondo configuración 0’ - 30’ para perforar un hoyo vertical.

13.2.6 Visión y definición de las estrategias de negocio.

Las estrategias de negocio para el proyecto, se encuentran focalizadas a la culminación de los procesos licitatorios para los equipo, herramientas y servicios, como taladros, servicios

de cementación, de fluido, equipo de control de sólidos, tratamiento de afluentes y otros, por lo que se requiere alertar y dar seguimiento en cuanto al estatus de estos, las mechas se regirán a través del nuevo contrato vigente y como punto de atención se debe revisar el tiempo de entrega de secciones de cabezal bajo esquema, tubulares y otros.

13.2.7 Análisis conceptual de construcción, mantenimiento y operación.

- Lodo de perforación óptimo para el área.
- Equipos con disponibilidad inmediata.
- Personal con experiencia (Taladro en secuencia).
- Posibles intervenciones por fallas de los equipos BES.
- Facilidades de superficie disponibles en pozos vecinos.
- Incremento del corte de agua (avance del acuífero).

13.2.8 Estimación de costos a nivel conceptual para base de recursos.

El pozo tiene un estimado de costo de perforación de 4000 MMBs.

14. INGENIERÍA BÁSICA

14. INGENIERÍA BÁSICA

14.1 DISEÑO BÁSICO DE LA ARQUITECTURA DEL POZO.

14.1.1 Diseño de completación.

- Tipo de completación: Equipo de bombeo electrosumergible.
- Fluido de completación: Lodo 100% aceite 7,7 lbs/gal.

14.1.2 Diseño de Trayectoria.

- Pozo vertical (Monitoreo de verticalidad usando S-Shot y M-Shot).

La trayectoria del pozo se diseñó usando la aplicación de ingeniería COMPASS “COMPUTARIZED PLANNING AND ANALYSIS SURVEY SYSTEM”. La cual permite realizar análisis en cuanto a plan direccional, survey e identificación de problemas potenciales de colisión. Permite la optimización de la geometría del pozo tomando en cuenta diferentes factores tales como: Torque, Arrastre, Costos y Anticolisión. COMPASS, esta constituido por tres módulos principales que permiten especificar los elementos cruciales del diseño del pozo direccional:

1. Planificación “Planning”.
2. Medición de Desviación “Survey”.
3. Colisión entre Pozos “Anticollision” .

Planificación “Planning”.

El módulo de planificación, se utilizó para definir la trayectoria del pozo, luego se plasmó en la sísmica, validando que cumpliera con los requerimientos de navegación en la arena objetivo, construcción y dirección favorables de acuerdo a los esfuerzos de la roca.

Medición de Desviación “Survey”.

Este módulo permite calcular la trayectoria mediante el método de cálculo de “survey” especificados por la compañía, tal como, el de mínima curvatura.

El módulo maneja información en cuanto a: MD “Measured Depth”, Azi. “Azimuth”, Inc. “Inclinación”, TVD “True Vertical Depth”, N “Norte” y E “Este”.

La calidad de la información obtenida a partir de los “survey” es verificada con los límites de severidad de “pata de perro” y tortuosidad. El método de mínima curvatura, ayuda a identificar la inconsistencia de la data.

Colisión entre Pozos “Anticollision”.

Este módulo permite detectar eventos de colisión entre pozos. El mismo está dotado de gráficos funcionales, como: proximidad en dos y tres dimensiones, vista del factor de separación y cilindro viajero.

14.1.3 Diseño de revestidores.

Se utilizaron dos herramientas de trabajo “Casing Seat” y “Stress Check”. A continuación se describe cada una de ellas.

“Casing Seat”.

Es una herramienta fácil y precisa que es utilizada para determinar la configuración en cuanto a profundidad y esquemas apropiados para el asentamiento de los revestidores en el pozo. Toma en cuenta los siguientes parámetros:

- Considera todos los factores involucrados para el asentamiento, así como un inventario con las combinaciones de revestidores y configuraciones de hoyo disponibles.
- Maneja una clasificación extensa de revestidores para una gran variedad de combinaciones de hoyo de acuerdo a las regulaciones permisibles. La herramienta utiliza la caracterización litológica de los estratos de acuerdo a las condiciones que se encuentran en el subsuelo, la estabilidad de hoyo y el mínimo sobrebalance aceptable.
- Incorpora un diseño para el cálculo de la tolerancia a las arremetidas, basado en su volumen e intensidad. Así mismo, las soluciones presentan variaciones por encima y por debajo de la presión de poro y del gradiente de fractura. La herramienta presenta más de una solución clasificada de acuerdo al costo.

“Stress Check”.

Es una herramienta que revoluciona el proceso de diseño de sartas de revestidores y colgadores, permitiendo minimizar el costo de los tubulares. La misma incorpora una gama de atributos que permiten rápidamente evaluar los siguientes diseños: triaxial, colapso, estallido, tensión y la solución de mínimo costo, todo esto enmarcado bajo la metodología de vida de servicio. Viene acompañado de una gran variedad de opciones, tales como:

- Mínimo costo en el diseño, utiliza un inventario predefinido por el usuario, cumpliendo con las normas API y los diseños triaxiales, para así poder obtener longitudes y secciones mínimas.
- A partir de perfiles de temperatura se pueden analizar las cargas durante la perforación, producción o inyección.

- Cargas de colapso debidas a intrusiones salinas.

- Se pueden especificar factores de diseño independientes, tanto para el cuerpo de la tubería como para las conexiones. Además permite definir factores de seguridad para los diferentes casos de carga basados en la clasificación de la tubería y sus conexiones.

- La herramienta genera las líneas de carga para estallido, colapsos y esfuerzos axiales.

14.1.4 Diseño de hoyos.

Hoyo superficial: Perforar hoyo de 13 3/4" @ 1000'.

Hoyo productor: Perforar hoyo de 9 7/8" hasta 8973'.

14.1.5 Definición general de requerimientos de equipos y mechas.

- Mecha tipo tricónica 13 3/4".
- Mecha tipo tricónica 9 7/8".
- Mecha de PDC 9 7/8".
- Revestidor de 10 3/4".
- Revestidor de 7".
- Centralizadores.
- Zapata.
- Cabezal.
- Sartas, Estabilizadores, HW'S, Martillos.

14.1.6 Diseño general de fluidos, cementación, mechas, sartas y cañoneo.

Diseño General de fluido.

Hoyo de Superficie: Lodo agua - gel (8,7 - 9,1 Lpg).

Hoyo de Producción: Lodo base aceite (9,1 –11,0 Lpg).

Diseño general de cementación.

- Hoyo de Superficie: *Lechada de barrido*, mezcla compuesta por Cemento Clase “B” + extendedor + anti-espumante, con una densidad 12,6 Lpg, con aditivos en concentraciones que dependerán de la prueba preliminar de calidad de cemento, condiciones reológicas y tiempo de espesamiento de la lechada. Así como también de las condiciones fisico-químicas inherentes al pozo y *lechada de cola* mezcla compuesta por Cemento Nacional Petrolero Clase “B”, con una densidad 15,6 Lpg, tratada con aditivos de ser necesario, en concentraciones que dependerán de la prueba preliminar de calidad de cemento, condiciones reológicas y tiempo de espesamiento de la lechada. Así como también de las condiciones fisico-químicas inherentes al pozo.

- Hoyo de Producción: *Lechada de barrido*, mezcla compuesta por Cemento Petrolero Nacional Clase “G” ó Clase “H” , de densidad 13,2 Lpg y tratada con aditivos químicos: Controlador de filtrado + Retardador + Dispersante (si es necesario)+Silica Malla 100 + anti-espumante + extendedor ó aditivo de baja gravedad específica ó aditivos multipropósito ó polifuncionales en concentraciones que dependerán de la prueba preliminar de calidad de cemento, condiciones reológicas y tiempo de espesamiento de la lechada. Así como también de las condiciones fisico - químicas inherentes al pozo y *lechada de cola*: Mezcla compuesta por Cemento Petrolero Nacional Clase “G” ó Clase “H” de densidad 15,8 Lpg y tratada con aditivos químicos: Controlador de filtrado + Retardador + Dispersante + Anti-espumante + Silica Malla 100 + Surfactante, ó aditivos

multipropósito en concentraciones que dependerán de la prueba preliminar de calidad de cemento, condiciones reológicas y tiempo de espesamiento de la lechada. Así como también de las condiciones físico - químicas inherentes al pozo.

Diseño general de mecha.

- Hoyo de superficie: Mecha tricónica 13 3/4”.
- Hoyo de producción: Mecha PDC 9 7/8” para perforar formaciones duras y mecha tricónica 9 7/8” para circular y limpiar.

Diseño General de Sarta.

- Hoyo de superficie: Sarta lisa.
- Hoyo de producción: Sarta 0-30’.

Diseño general del cañoneo.

- Sarta con cañones “TCP”, 5 TPP.

14.2 ESTIMACIÓN DE BASE DE CONOCIMIENTO (COMPETENCIAS REQUERIDAS).

- Sedimentólogo.
- Petrofísico.
- Ingeniero de Yacimientos.
- Geólogos y geofísicos.
- Ingeniero Producción.
- Ingeniero Infraestructura.
- Ingeniero SHA (Seguridad Higiene y Ambiente).

- HDI (Habilitación de Inmuebles).
- Ingeniero VCD (Visualización Conceptualización y Definición).
- Ingeniero Cemento.
- Ingeniero Fluidos.
- Ingeniero Completación de Pozos.
- Ingeniero Procura de Materiales.
- Relaciones Laborales.
- Contratistas y consultores.

14.3 ESTIMACIÓN DE PRODUCTIVIDAD.

La estimación se realizó con el programa "Oil Field Manager", aplicación que desarrolla un método eficiente para visualizar, relacionar y analizar datos de producción y yacimiento. Actualmente no existe ningún pozo productor activo cercano a la localización, la producción inicial promedio de los pozos verticales ± 1000 BNPD.

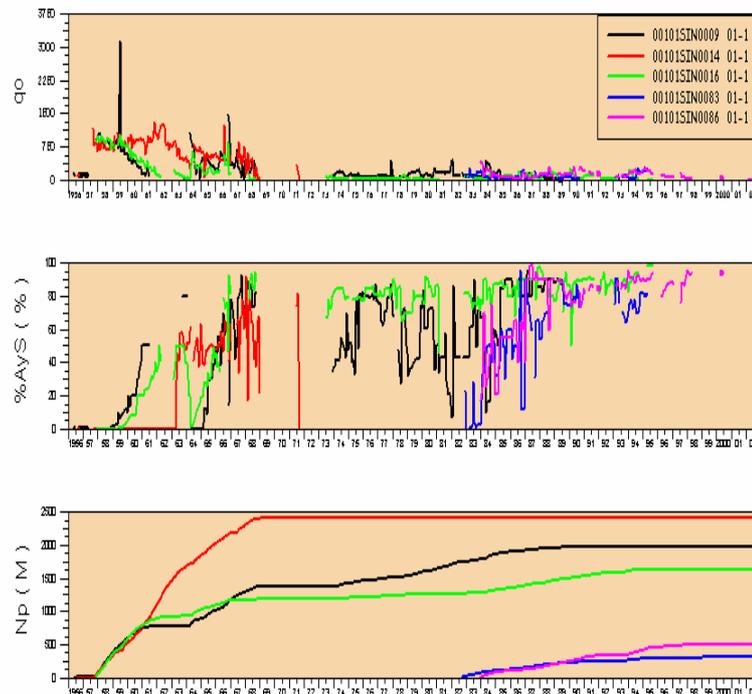
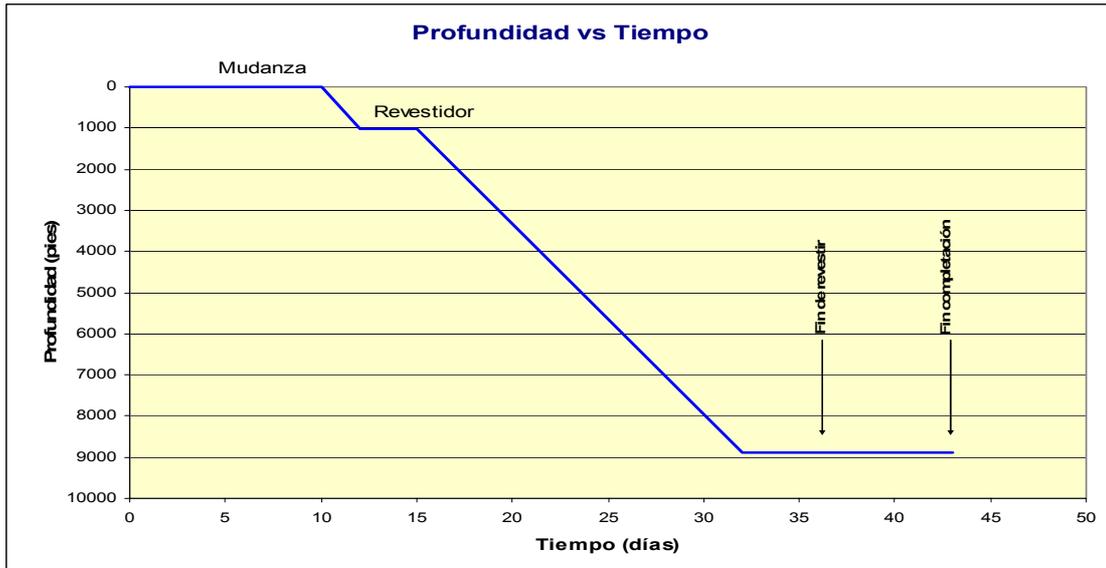


Figura 14.1. Comportamiento de Producción de los Pozos vecinos a la Loc. SIN-2X2.

14.4 ESTIMACIÓN DE TIEMPO Y COSTO.

Para la estimación de tiempo se analizaron los “Stick Chart” y tiempos de operación de los pozos vecinos y se realizaron dos tipos de curvas, estimada y meta (gráficos 14.1 y 14.2).



Gráfica 14.1 Profundidad vs Tiempo “Estimada”.



Gráfica 14.2. Profundidad vs Tiempo “Meta”.

La estimación de costos, se realizó con los tiempos de la curva estimada, considerando todos los parámetros involucrados para desarrollar el diseño propuesto. La estructura de costos está compuesta básicamente por:

- Costos correspondientes de materiales y equipos en el mercado.
- Costos de construcción, instalación y operación.

Tabla 14.1. Estimados de Costos clase III.

DESCRIPCION	Bs	\$	Bs. EQUIV
LABOR PROPIA (DIRECTA / INDIRECTA)	72.810.868		72.810.868
LABOR CONTRATADA	31.204.670		31.204.670
TRANSPORTE PROPIO	1.810.300		1.810.300
TRANSPORTE ALQUILADO	22.063.472		22.063.472
LOCALIZACION / VIA ACCESO	410.000.000		410.000.000
(DESVESTIDA-MOVILIZACION-VESTIDA) TALADRO/CABRIA	135.000.000		135.000.000
FLUIDOS (LODOS)	303.000.000		303.000.000
MECHAS DE PERFORACION / RA-RC	43.800.000	42.900	105.919.200
DIRECCIONAL(EQUIPOS,SERVICIOS,SURVEY)	1.176.000	13.650	20.941.200
CEMENTACION	65.000.000	91.000	196.768.000
MUD LOGGING / SERVICIO MUESTREO	8.200.000	70.000	8.200.000
REVESTIDORES, COLGADORES Y ACCESORIOS	255.000.000		255.000.000
ALQUILER EQUIPOS PERFORACION / COMPLETACION / RA-RC	4.200.000	80.000	120.040.000
TRATAMIENTO DE EFLUENTES LIQUIDOS Y SOLIDOS	55.000.000		55.000.000
ALQUILER DE EQUIPOS DE CONTROL DE SOLIDOS	121.000.000		121.000.000
OTROS SERVICIOS CONTRATADOS	28.500.000	15.500	50.944.000
CONTRATO DE TALADRO/CABRIA + TOP DRIVE	193.797.437	647.557	1.131.459.973
INSPECCIÓN DE TUBERIA/ VESTIDA / PRUEBA VIR	18.000.000		18.000.000
CABEZAL DEL POZO (SECCIONES A, B, C, D, E)	27.000.000		27.000.000
BOMBAS DE SUB-SUELO Y ACCESORIOS	190.500.000		300.860.000
TUBERIA DE PRODUCCION	133.000.000		133.000.000
CAÑONEO (CASING GUN, TCP, TROUGHT TUB...)	59.000.000		59.000.000
ACIDIFICACIÓN	300.000.000		300.000.000
PRUEBA FORMACIÓN (DST) / NUCLEOS	200.000.000		191.000.000
TOTAL POR FASE:	2.679.062.747	960.607	4.070.021.683

14.5 ESTRATEGIA DE CONTRATACIÓN Y PRESELECCIÓN DE EMPRESAS.

- Taladro (Extensión de Contrato).
- Mudanza (Contrato Existente / 2 Empresas).
- Fluidos (Contrato Existente / 2 Empresas).
- Equipos de Control de Sólidos (Contrato Existente).

- Cemento (Contrato Existente / 3 Empresas).
- Registros/Cañoneo (Pendiente).
- Equipos de Completación (Alianza Estratégica PDVSA-ESP).
- Cabezal (Alianza Estratégica PDVSA-INGRAM CACTUS).
- Tubulares (Pendiente).
- Mud Logging (Contrato Existente).
- Mechas (Nuevo Contrato de Mechas).
- Guaya eléctrica (Pendiente).

14.6 ANÁLISIS GENERAL DE:

14.6.1 Operación.

- Experiencia en el área de personal propio y compañías de servicios.
- Tecnologías utilizadas con éxito.
- Operaciones de perforación poco complejas.

14.6.2 Mantenimiento.

- Falla de bombas electrosumergibles.

14.6.3 Construcción.

- Información requerida disponible.
- Diseños requeridos efectuados.
- Materiales con disponibilidad inmediata.
- Empresas con tecnología requerida disponibles en el área.
- Estrategias de contratación definidas.
- Tiempos y costos definidos.

- Perforación del pozo con poca complejidad.

14.7 TRAMITAR PERMISOLOGÍA Y APROBACIONES.

- Inspección de campo/estacado.
 - Memoria descriptiva (Ingeniería construcción).
 - Planos del proyecto (área, vías, prestamos).
- HDI, Permiso del propietario.
- SHA, documento técnico ambiental (Decreto 1257, Resolución 56).
 - Consignó al MARN (Inspección - AAR).

14.8 REVISIÓN Y DISEÑO DE LOCALIZACIÓN.

- Análisis de coordenadas de fondo, simulación del tipo de pozo para alcanzar el objetivo de fondo.
- Definición de coordenadas de superficie.
 - Estacado e inspección en el sitio.
 - Ingeniería (Topografía y Diseño).
 - Inicio de permisería (MARN, Propietario).
 - Contratación de servicios de construcción.
- Diseño de localización en función de lineamientos corporativos (Área: 80 * 135).

14.9 PROCURA DE MATERIALES DE LARGO TIEMPO DE ENTREGA.

- Sección de cabezal (Requerimiento a INGRAM CACTUS).
- Revestidores en almacén (Barinas - Oriente).
- Mechas con disponibilidad.

15. INGENIERÍA DE DETALLE

15. INGENIERÍA DE DETALLE

15.1 DISEÑO DETALLADO DE LA ARQUITECTURA DEL POZO.

15.1.1 Completación.

Fluido de completación:

Tabla 15.1. Fluido de completación.

Tipo	Peso (Lb/gal)
100% Aceite	7,7

Equipo de Bombeo Electrosumergible ESP con las siguientes características:

- Bomba TE-2700.
- Motor de 225 HP, 2253 Voltios, 64 amperios.
- 135 etapas.
- Cable de longitud 8500 pies.
- Profundidad de asentamiento 8500 pies.
- Frecuencia de Arranque 45 Hz.
- Variador de frecuencia.

15.1.2 Trayectoria y problemática de estabilidad de hoyo.

Trayectoria.

El pozo es vertical, se utilizó “COMPASS” para verificar la colisión con pozos vecinos.

La figura 15.1. Y 15.2. Se presentan el plan y la trayectoria del pozo.

	MD (ft)	Inc (deg)	Azi (deg)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (deg/100ft)	T Face (deg)	Build (deg/100ft)	Turn (deg/100ft)	CL (ft)	Section Type	Target
1	0.0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	8878.0	Tie Line	
2	8878.0	0.00	0.00	8878.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	8878.0	Straight TVD	ESC "P1" (8878.0)
3													Insert Line	

Figura 15.1. "Plan Editor" Localización Sin-2X2.

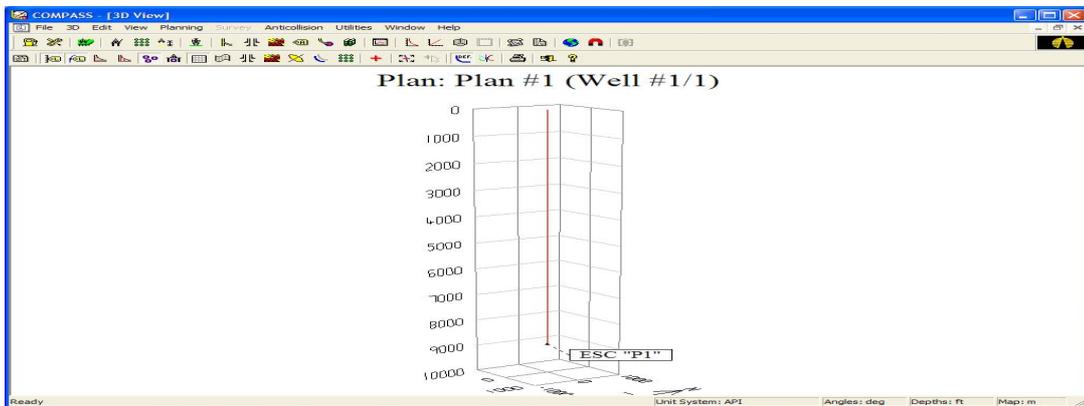


Figura 15.2. Trayectoria.

En la figura 15.3, se observa que no existe riesgo de colisión entre los pozos vecinos y el planificado, debido a que son verticales excepto el pozo horizontal SIN-88 (curva amarilla).

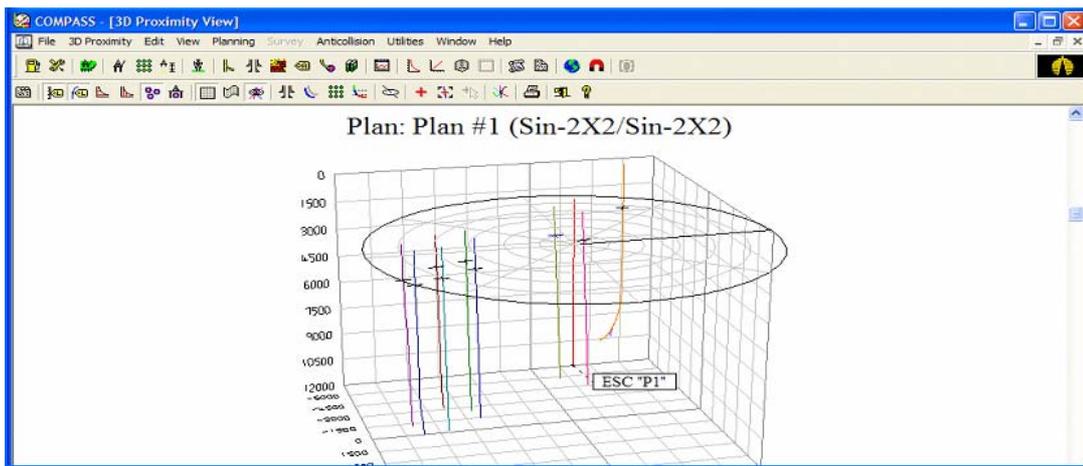


Figura 15.3. Resultados obtenidos módulo anticollisión.

Problemática y estabilidad del hoyo.

Hoyo de Superficie 13 3/4”:

Limpieza de Hoyo.

Durante la perforación de este intervalo, se espera una alta generación de ripio, por lo cual se debe asegurar una buena limpieza, bombeando píldoras viscosas cada 250'. Estas píldoras servirán para evitar que el anular se recargue de sólido.

Embolamiento de mecha.

Debido a las condiciones de superficie y a la gran cantidad de arcillas a perforar en este hoyo, se recomienda uso de píldoras con 2 Lpb de detergente.

Hoyo de Producción 9 7/8”:

Inestabilidad de Hoyo.

Un punto de atención en esta fase es la presencia de la Formación Pagüey a partir de 7134', caracterizada por lutitas las cuales se caracterizan por mostrar problemas de inestabilidad de hoyo.

Limpieza de Hoyo.

Se recomienda realizar bombeo de píldoras viscosas cada 300' perforado, para garantizar la limpieza efectiva del hoyo. El intervalo de bombeo de las píldoras podrá ser ajustado según las condiciones del hoyo. Igualmente se debe circular al menos 5 minutos a máximas tasas

de bombeo (500 GPM) y reciprocarse la tubería ascendiendo 5 minutos por parejas lentamente y descendiendo a una velocidad rápida de 1 minuto por pareja.

Pérdida de Circulación.

Durante la perforación de los diferentes intervalos, se debe llevar control de los niveles de los tanques, de observarse una disminución parcial de la volumetría, bombear píldora anti-pérdida con material sellante-obturante (CaCO₃ de diferente granulometría).

En casos de pega de tubería, se dan las causas y acciones a tomar en diferentes casos:

Guía Rápida Para Identificar Posible Mecanismo De Pega De Tubería.

Tabla 15.2. Mecanismo de pega de tubería.

Movimiento de la tubería ante de pega	Empaque	Puente	Diferencial	Geometría
Moviendo arriba	1	1	0	1
Rimando saliendo	1	1	0	1
Rotando solamente	1	1	0	0
Aflojando peso	1	1	0	1
Estacionaria o perforando deslizando	1	1	1	0
Repasando o perforando rotando	1	1	0	1
CAMBIO EN LA PRESIÓN DE CIRCULACIÓN JUSTO DESPUÉS DE OCURRIR LA PEGA				
No hay cambio en la presión de circulación	0	0	1	1
La circulación es posible aunque restringida, posiblemente fluctuando	0	1	0	0
Presión ahogada en el motor de fondo. Aumento de presión al rotar	0	0	0	1
Circulación imposible	1	0	0	0
TOTALES				

Instrucciones:

- Conteste las preguntas encerrando en un círculo los números de las columnas correspondientes a las respuestas correctas.
- Totalice las columnas en función de lo contestado, la columna que tenga mayor puntaje corresponde al mecanismo de pega.

Recomendaciones para liberar una pega por geometría de hoyo:

Acción inicial:

1. Si la pega ocurrió mientras se movía la tubería hacia arriba, aplique torque (de ser posible) y martille hacia abajo con la máxima carga de viaje.
Si la pega ocurrió cuando se movía la tubería hacia abajo, no aplique torque y martille hacia arriba con la máxima carga de viaje.
2. Pare o reduzca la circulación cuando cargue el martillo y cuando martille hacia abajo.
Nota: la presión de bombeo incrementará la acción del martillo hidráulico hacia arriba y disminuirá su acción hacia abajo.
3. Continúe martillando hasta que la sarta esté libre o hasta que se tome otra alternativa o decisión.

Acción secundaria:

Aplique algún fluido que contribuya a remover revoque, disolver la lutita o sucio (en caso de que aplique).

Cuando la tubería libere:

1. Incremente la circulación, rote y trabaje la tubería.
2. Rectifique la sección el tiempo necesario.
3. Circule hasta retornos limpios.

Recomendaciones para liberar una pega por empaque o puente.

A.- La pega ocurre cuando se sacaba tubería o estaba estática:

Acción para establecer circulación:

1. Aplique baja presión de bomba (200 – 400 psi). Mantenga la presión, si es posible circular con la restricción.
2. No martille hacia arriba, aplique torque y apoye la tubería al máximo recomendable. Permita que el martillo se descargue.
3. Si la tubería no libera, no martille hacia arriba, martille hacia abajo hasta que la sarta libere o hasta que se tome la decisión de tomar otra alternativa.

Cuando establezca circulación:

1. Incremente lentamente la rata de bombeo, cuando sea posible reciproque la tubería y circule hasta retornos limpios.
2. Repase la sección hasta que la tubería libere por completo.
3. Si se esta previo a registros o corrida de casing, vaya a fondo y circule hasta retornos limpios.

B.- La pega ocurre cuando la tubería se baja:

Acción para establecer circulación:

1. Aplique baja presión de bomba (200 – 400 psi). Mantenga la presión, si es posible circular con la restricción.
2. No martille hacia abajo, aplique torque, aplique máxima tensión recomendable del martillo, permitiendo que este se descargue (espere el retardo).
3. Si la tubería no libera, no martille hacia abajo, martille hacia arriba hasta que la sarta libere o hasta que se tome la decisión de tomar otra alternativa.

Cuando establezca circulación:

1. Incremente lentamente la rata de bombeo, cuando sea posible reciproque la tubería y circule hasta retornos limpios.
2. Repase la sección hasta que la tubería libere por completo.
3. Continúe bajando hasta que observe apoyo excesivo, circule hasta retorno limpio.

Recomendaciones para liberar una pega por diferencial.

Acción inicial:

1. Circule a máxima rata de bombeo posible.

2. Aplique el máximo torque en función de la profundidad de la pega y mantenga el torque en la sarta.
3. Pare o reduzca la tasa de bombeo al mínimo.
4. Apoye la tubería al máximo recomendado.
5. Permita el suficiente tiempo para que el martillo efectúe su recorrido hacia abajo y golpee.
6. Si la tubería no libera, mantenga el torque en la sarta y continúe martillando con la máxima carga del martillo.

Acción secundaria:

Si la tubería no libera después de 5 o 10 martilladas, continúe martillando mientras se prepara una píldora o se bombea fluido para aligerar la columna hidrostática.

Cuando la tubería libere:

1. Rote y recíproque la tubería (manténgala en movimiento).
2. Circule a máxima tasa para limpiar el hoyo.
3. Chequee el peso correcto de lodo para continuar la perforación.

Las recomendaciones anteriores fueron extraídas del manual “Training to Reduce Unschedule Events (TRUE)”, y sirven como guía para ser evaluadas y adaptadas a los casos que se presenten.

15.1.3. Revestidores.

Para el diseño se usaron los programas “Casing Seat” y “Stress Check”.

Revestidor de superficie.

Condición inicial o caso base:

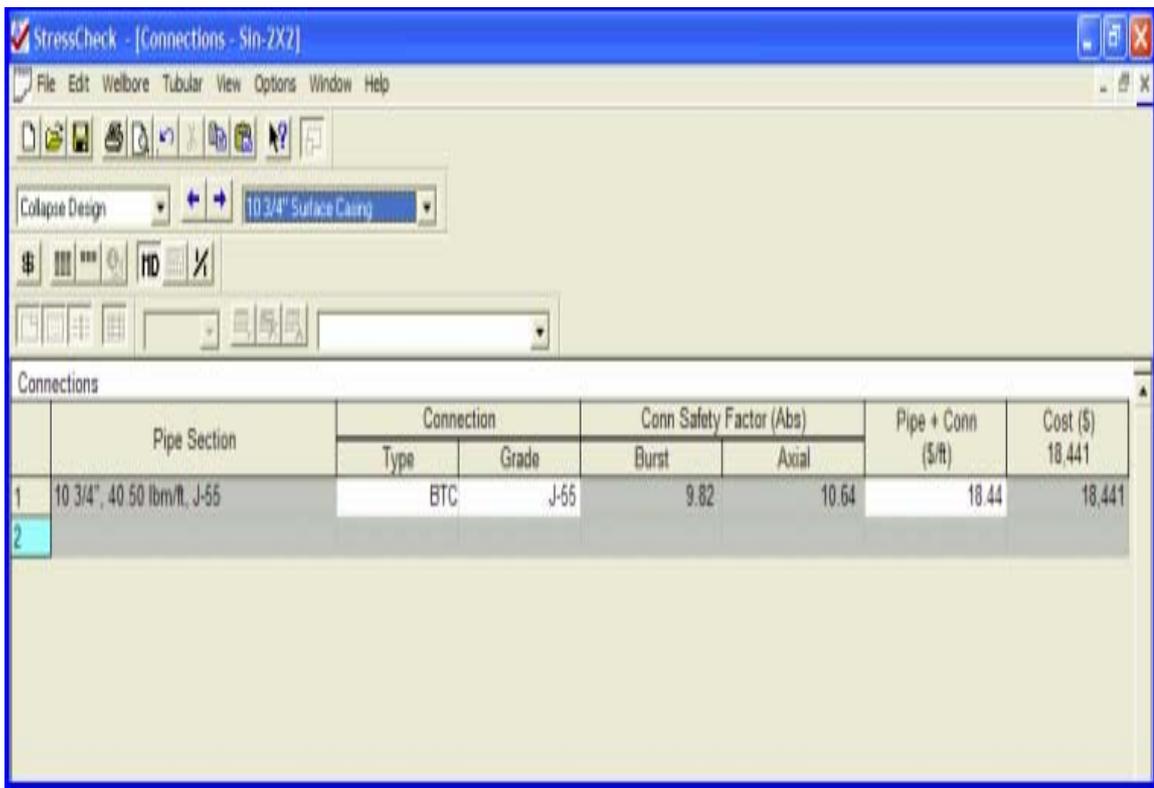
- Revestidor cementado: La cantidad de cemento que se coloca en los revestidores depende de su función, la tubería de superficie y todas las camisas deberían cementarse completamente. El perfil de presión interna de todas las sartas de la tubería de revestimiento es normalmente el peso del lodo al cual se corrió la sarta sin presión superficial. El perfil de presión externa está dado por el lodo en el tope del cemento o sólo el cemento, según sea lo más apropiado.

Condiciones de servicio o casos de carga:

- Pruebas de presión: Para el caso de prueba de presión, se considera que el revestidor está lleno del lodo con el cual se corrió la sarta a una presión interna superficial suficiente para producir una presión en la zapata del mismo, que sea igual a la presión del gradiente de fractura de seguridad, este es igual al gradiente de fractura más 0,2 lpg.
- 1/3 de vacío: Se considera vacío el interior del revestidor desde la superficie hasta 1/3 de la profundidad del hoyo abierto (la profundidad de la siguiente sarta).
- Arremetida de gas: Para los pozos en desarrollo se considera una arremetida de gas de 50 bbl a 0,5 lpg. Esta arremetida, junto con el lodo de perforación genera el perfil de presión interna; el perfil de presión externa está dado por la presión natural de poro. El perfil de temperatura se calcula basándose en la temperatura de circulación.

- Carga axial originada previa a la cementación: Considera el comportamiento de las cargas axiales que se originan al nivel de la zapata.

Los resultados del “Stress Check” sugieren un revestidor grado J-55, peso 40,5 lbs/ft y longitud 1000’, esta información se aprecia en la figura 15.4.



The screenshot shows the StressCheck software interface. The title bar reads "StressCheck - [Connections - Sin-2X2]". The menu bar includes "File", "Edit", "Wellbore", "Tubular", "View", "Options", "Window", and "Help". Below the menu bar is a toolbar with various icons. A "Collapse Design" dropdown menu is set to "10 3/4\" Surface casing". Below this is another toolbar with icons for "HD" and "X". The main area contains a table titled "Connections".

	Pipe Section	Connection		Conn Safety Factor (Abs)		Pipe + Conn (\$/ft)	Cost (\$)
		Type	Grade	Burst	Axial		
1	10 3/4\", 40 50 lbm/ft, J-55	BTC	J-55	9.82	10.64	18.44	18,441
2							

Figura 15.4. Características del Revestidor de Superficie.

En la figura 15.5, la curva de color negro representa el comportamiento de los diferentes casos de cargas asociados y la curva roja la resistencia de la tubería.

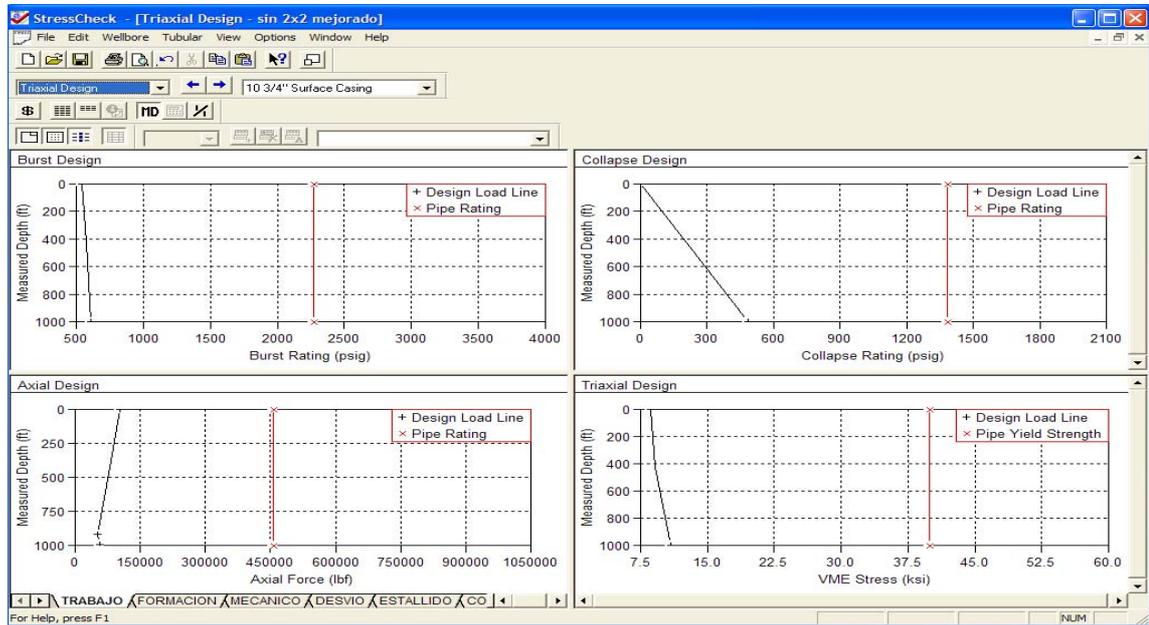


Figura 15.5. Comportamiento de los casos de cargas para el revestidor de superficie.

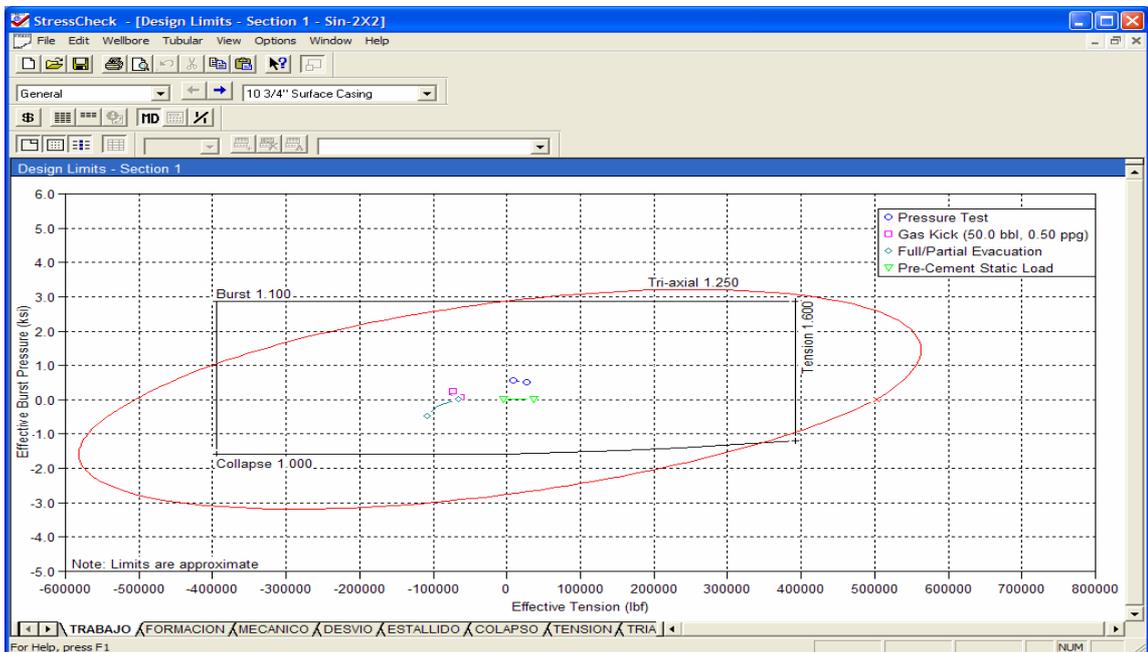


Figura 15.6. Límites de Diseño para los Esfuerzos Triaxiales.

Revestidor de producción.

- Vacío total: Se considera el interior completamente vacío. La presión externa está dada por el peso del lodo donde se corrió la sarta.

- Fuga de la tubería de producción cerca de la superficie con temperatura estática: Consiste en simular una fuga en la tubería de producción cerca del cabezal. El perfil interno está compuesto por las presiones del yacimiento y del gradiente de crudo. Internamente, el revestidor soporta la presión de cierre del cabezal del pozo encima del fluido de completación.

- Estimulación a través del revestimiento: Es una carga de producción y perfil de presión interno que consiste en simular cualquier inyección.

Se consideran los siguientes casos de carga axial:

- Prueba de cemento verde: Se ejecuta mientras el cemento actúa como líquido y no ha sellado el espacio anular.

- Margen de sobre tensión “overpull”: Simula el efecto generado por un perfil de carga axial que refleja el incremento de la fuerza generada por el equipo de levantamiento.

- Corrida del revestidor: Simula la tensión máxima que se genera en cada punto del revestidor mientras es corrido dentro del hoyo.

- Cementación: Considera las cargas que se originan cuando el revestidor se está cementado.

Los resultados del “Stress Check” sugieren un revestidor combinado, 0’ a 5628’ N-80, 23 Lbs/pie, desde 5628’ hasta 8973’ N-80, 29 Lbs/pie, esta información y los casos de carga se aprecian en las figuras 15.7 y 15.8.

String Sections	Top, MD (ft)	Base, MD (ft)	OD (in)	Weight (lbm/ft)	Grade	Cost (\$)
1	0	5628	7.000	23.00	N-80	57,068
2	5628	8878	7.000	29.00	N-80	41,564
3						

Figura 15.7 Revestidor de producción obtenido de “Stress Check”.

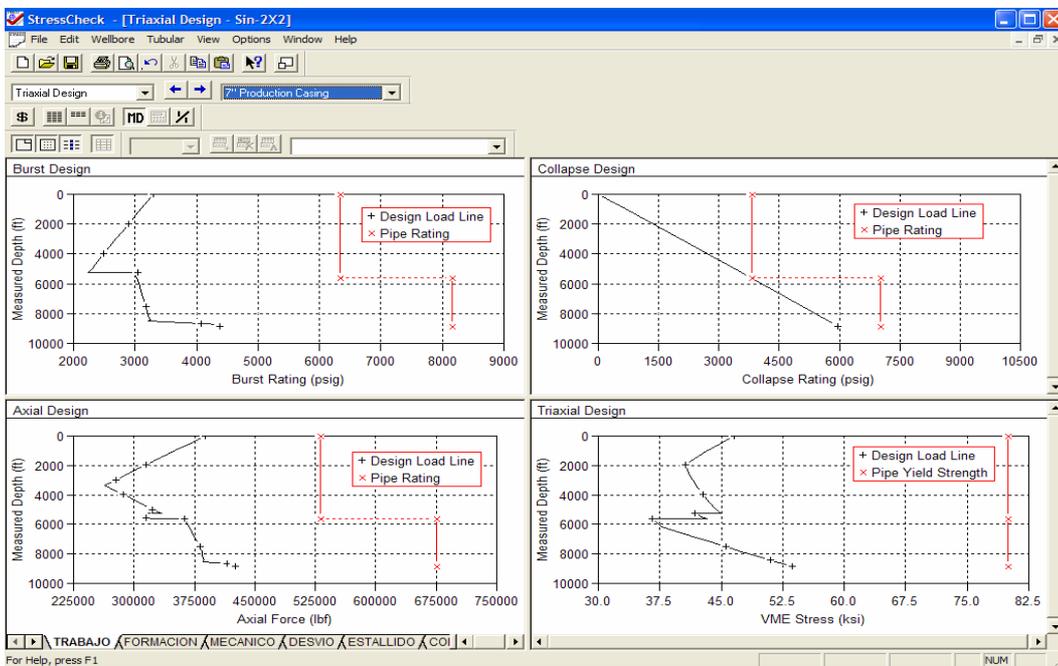


Figura 15.8. Diseño de cargas para el revestidor de producción.

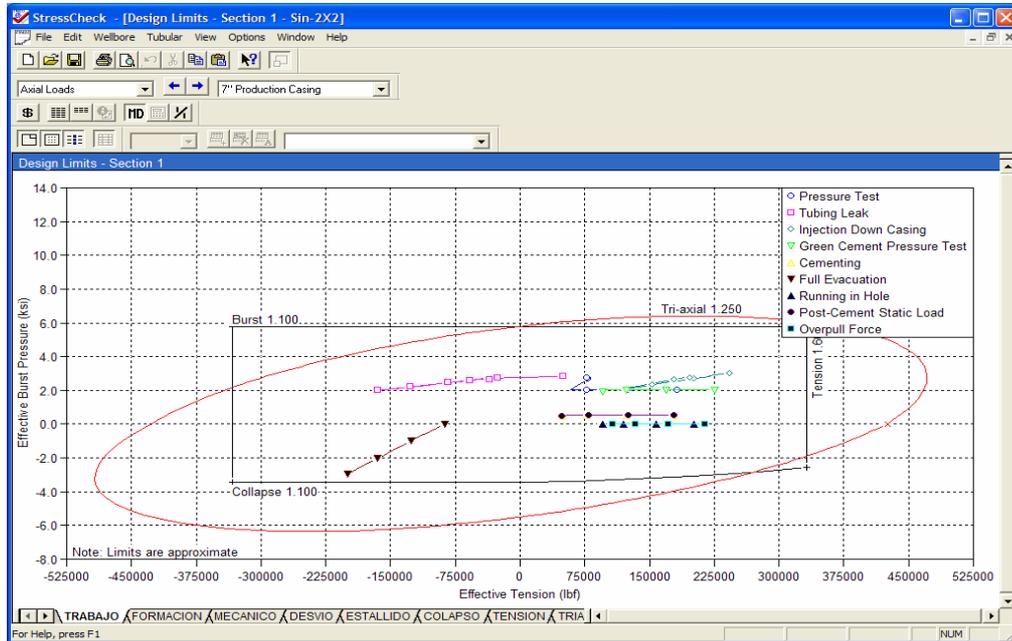


Figura 15.9. Límites de Diseño para los Esfuerzos Triaxiales.

A continuación se presentan los resultados en forma tabular:

Revestidor de superficie 10 3/4”:

Recomendado por el programa “Stress Check” y disponible en la empresa.

Intervalo	LBS/PIE	Grado	Rosca	FC	FE	FT	LONG. REQ.
0’-1000’	40,5	J-55	BTC	3,25	5,64	9,56	1000’

Donde:

FC= Factor de diseño por colapso.

FE= Factor de diseño por estallido.

FT= Factor de diseño por cargas axiales.

Características:

Revestidor	Colapso (PSI)	Estallido (PSI)	Tensión (MLBS)
J-55 (40,5 #/pie)	1580	3138	629

Revestidor de producción 7”:

Recomendado por el programa “Stress Check”.

Intervalo	LBS/PIE	Grado	Rosca	FC	FE	FT	LONG. REQ.
0´-5628´	23	N-80	BTC	1,11	2,11	2,19	5628´
5628´- 8973´	29	N-80	BTC	1,29	2,04	2,54	3345´

Características:

Resvestidor	Colapso (PSI)	Estallido (PSI)	Tensión (MLBS)
N-80 (23 Lbs/pie)	3830	6340	532
N-80 (29 Lbs/pie)	7020	8160	676

Los tubulares anteriores no están en el inventario de la empresa, por lo cual se decidió utilizar:

Intervalo	LBS/PIE	Grado	Rosca	LONG. REQ.
0´-8973´	29	P-110	BTC	8973´

Características:

Revestidor	Colapso (PSI)	Estallido (PSI)	Tensión (MLBS)
P-110 (29 Lbs/pie)	8510	11220	929

En la corrida de revestidor, tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- Utilizar soldaduras en frío y en caliente entre la primera junta y la zapata.
- Conectar cuello y zapata aplicando soldadura en frío.
- Verificar estado de cuello y zapata, previo a la corrida del revestidor.
- Llenar los primeros cinco tubos uno por uno para evitar el efecto de flotación.
- Continuar llenando cada 20 tubos hasta llegar a profundidad final. Para el llenado del revestidor se utilizará herramienta de llenado continuo o “ fill up tool”, la cual debe requerirse con suficiente antelación al trabajo.
- Establecer circulación, verificar presión de circulación.
- Continuar circulando hasta estabilizar la presión de circulación (circulación mínima 02 ciclos completos), con un caudal tal que la velocidad anular sea la misma que se mantenía durante etapa de perforación, observar presión de circulación e intentar reciprocación revestidor, si este se encuentra 100 % libre.
- Realizar los preparativos para la cementación.
- Verificar existencia de gasoil, agua y barita suficientes para el tipo de trabajo a realizar.

15.1.4 Geometría de hoyos.

En la figura 15.10, se observan las posibles combinaciones de tamaños de hoyos y revestidores.

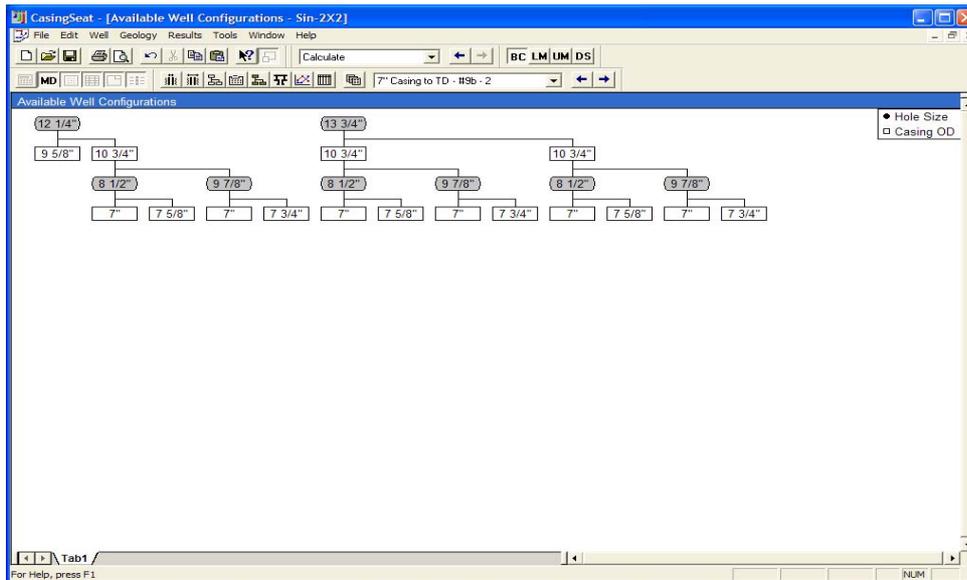


Figura 15.10. Posibles tamaños de hoyos y revestidores.

Analizando las combinaciones recomendadas por el programa y las mejores practicas del área, se estableció la siguiente configuración.

Hoyo superficial:

Perforar hoyo de 13 3/4" @ 1000' con el objetivo de perforar y revestir (revestidor de 10 3/4") los acuíferos superficiales de la formación Río Yuca y colocar el equipo de válvulas impiderreventones (VIR).

Hoyo productor:

Perforar hoyo de 9 7/8” hasta profundidad total, el objetivo de esta fase es perforar y revestir (revestidor de 7”) las formaciones Río Yuca – Parángula, Pagüey, Gobernador, Navay y Escandalosa.

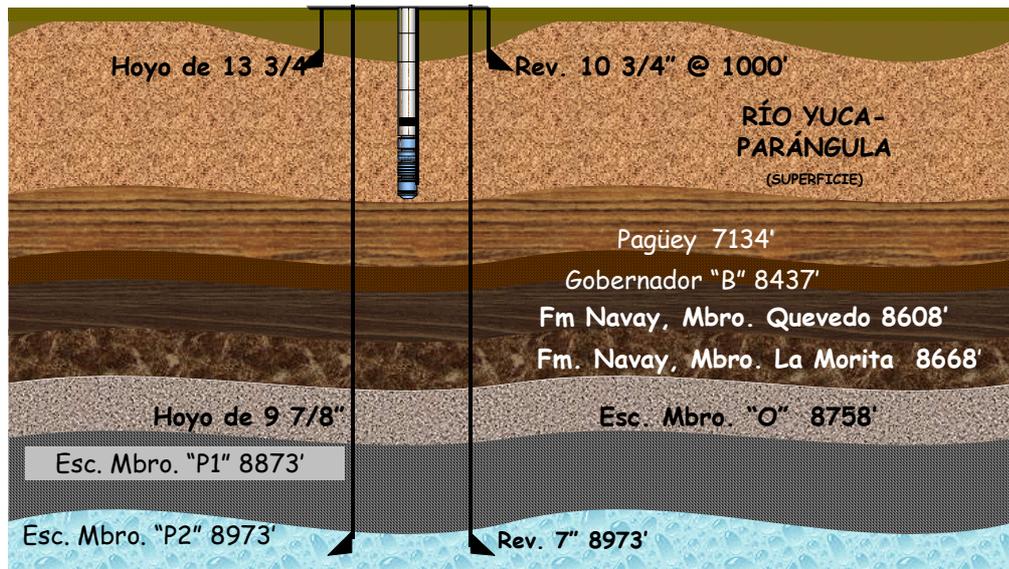
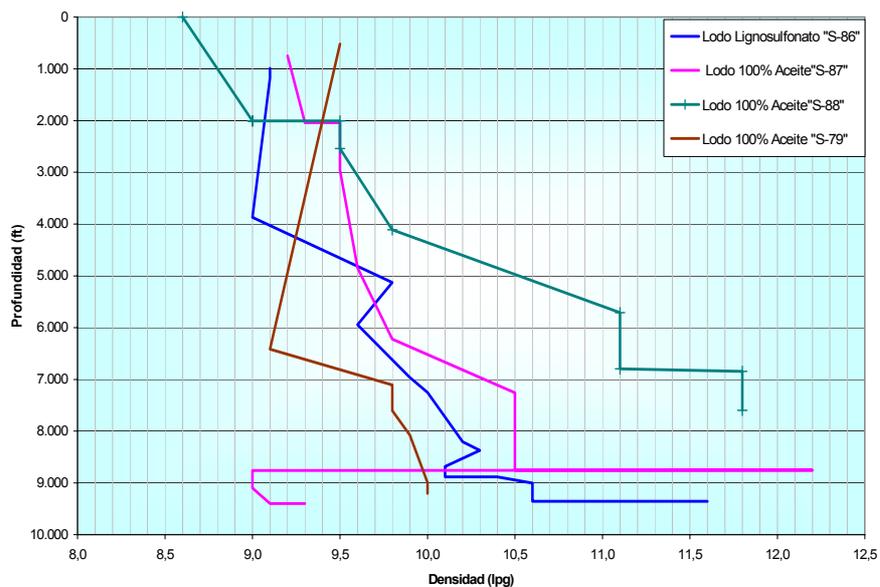


Figura 15.11. Esquema Mecánico Localización Sin-2x2.

15.1.5 Fluidos de perforación.



Gráfica 15.1. Curva de lodo de pozos vecinos a la localización.

Analizando las curvas anteriores y las formaciones a atravesar, se estimó la curva de densidad del lodo, la cual se muestra a continuación.

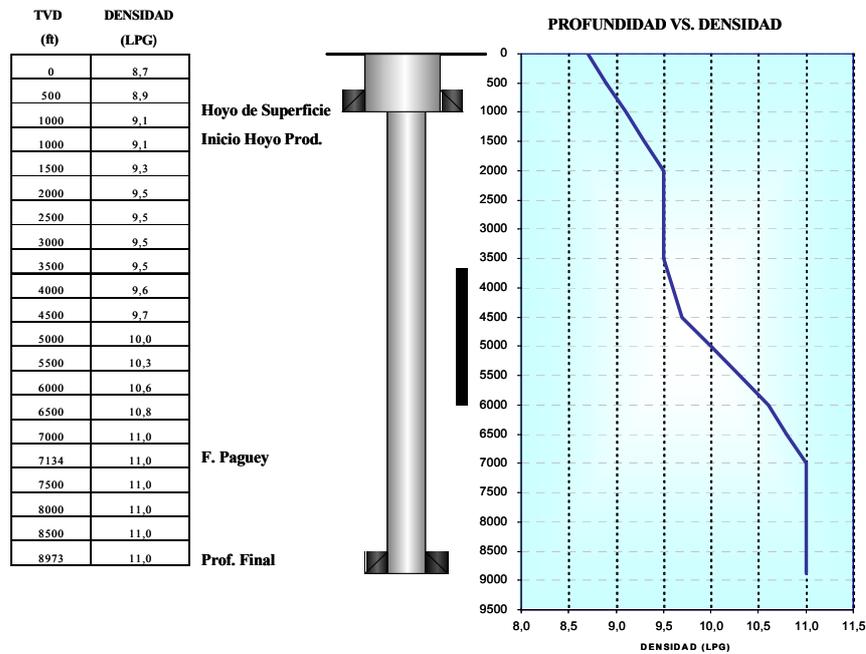


Figura 15.12. Profundidad versus densidad.

Hoyo de Superficie.

Lodo Agua-Gel con las siguientes propiedades:

Tabla 15.3. Propiedades de lodo hoyo de superficie.

Propiedad	Valor Mínimo	Valor Máximo
Densidad (LPG)	8,8	9,1
Viscosidad de Embudo (seg/bbl)	35	45
% Sólidos	< 10	
Cal (LPB)	0,5	1
PH	8,5	9
% Arena	< 0,5	
MBT (LPB)	12,5	15

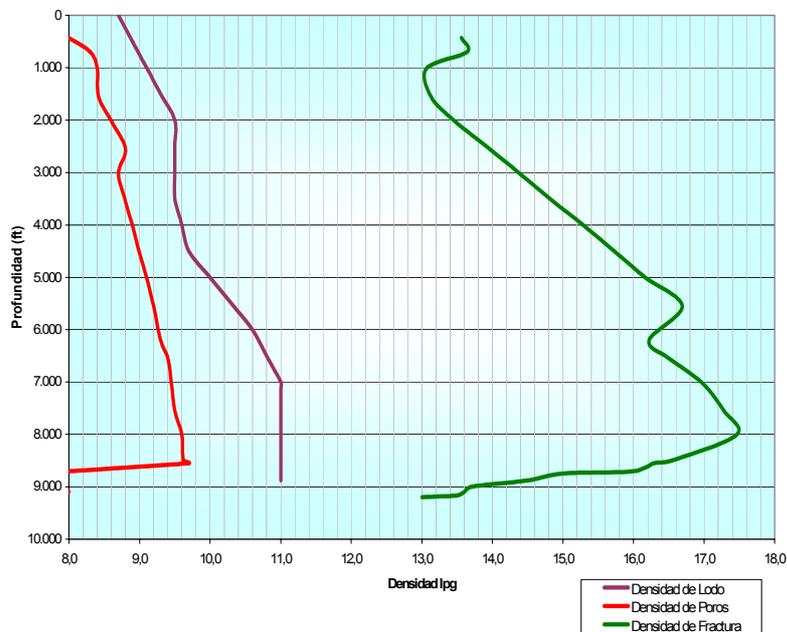
Hoyo de Producción 9 7/8".

Lodo 100% Aceite mineral con las siguientes características:

Tabla 15.4 Propiedades de lodo hoyo de producción.

Propiedades	Valor Mínimo	Valor Máximo
Densidad (lpg)	9,1	11
Viscosidad de Embudo (seg/bbl)	55	75
Viscosidad de Plástica (cps)	16	33
Punto Cedente (lb/ft ²)	13	18
Geles 10" / 10' (lb/ft ²)	10/14.	16/30
Filtrado HP-HT (cc/30min)	4	6
Estabilidad Eléctrica	>2000	
% Sólidos	11	20
L ₃ / L ₆	9/10.	10/11.
% Agua	< 5	

En la grafica 15.2, se presenta la ventana operacional para el fluido de perforación.



Gráfica 15.2. Ventana operacional.

15.1.6 Cementación.

Hoyo de Superficie.

Tabla 15.5. Consideraciones Generales. Hoyo Superficie.

Tipo de hoyo	Vertical.
Diámetro de mecha	13 ¾".
Revestidor	Revestidor 10 ¾", grado J-55, 40,5 lbs/pie.
Profundidad estimada	1000 pies.
Temperatura en el fondo	120 °f.
Tope lechada de cola	600 pies.
Tope de lechada de barrido	Superficie.
Tipo de lodo	Agua gel.
Peso de lodo	9,1 lpg.
Puntos de atención	Posibilidades de retorno de cemento a la superficie por canalización en localizaciones secas.

Cálculos Volumétricos de las lechadas y sus composiciones.

Premisas:

Diámetro del hoyo: 13,75 " + 10 % Exceso (Nominal).

Longitud lechada de cola 400 pies, Longitud lechada de barrido: 600 pies.

Capacidades:

Hoyo 13,75" +10%	0,2223	Bbl/pie.
Hoyo 13,75" +10% - Rev. 10-3/4"	0,1100	Bbl/pie.
Rev. 13,75"	0,0981	Bbl/pie.
DP 5"	0,0177	Bbl/pie.

Lechada de Barrido:

Mezcla compuesta por Cemento Clase "B" + extendedor + anti-espumante y agua con una densidad 12,6 Lpg.

$V1 = (\text{Pies cemento barrido}) \times \text{Cap (Hoyo } 13,75''+10\% - \text{Rev. } 10-3/4'')$

$V1 = 600 \text{ pies} \times 0,1100 \text{ Bbl/pie.}$

V1= 66 Bbls.

Sacos de Cemento Lechada de barrido:

$$\text{Sxs} = \frac{V1 \times 5.615}{\text{Rend.}} = \frac{66 \text{ Bbls} \times 5.615 \text{ pie}^3/\text{Bbls}}{2,45 \text{ pie}^3/\text{Sxs}} \Rightarrow \text{Sxs} = 152$$

Lechada de Cola:

Lechada de Cola Cemento Nacional Petrolero Clase "B", con una densidad 15,6 Lpg, tratada con aditivos químicos: Controlador de filtrado + Retardador + Dispersante + Anti-espumante + Silica Malla 100 + Surfactante.

$V2 = (\text{Pies cemento Cola}) \times \text{Cap (Hoyo } 13,75''+10\% - \text{Rev. } 10-3/4'')$

$V2 = 400 \text{ pies} \times 0,1100 \text{ Bbls/pie.}$

V2= 44 Bbls.

Volumen entre cuello y zapata (un tubo).

$$V_3 = (\text{Cap. Rev. } 13,75'' \times \text{Long.}).$$

$$V_3 = (0,0981 \times 42').$$

$$V_3 = 4,12 \text{ Bbls.}$$

Sacos de Cemento Lechada de Cola:

$$S_{xs} = \frac{(V_2+V_3) \times 5,615}{\text{Rend.}} = \frac{48,12 \text{ Bbls} \times 5,615 \text{ pie}^3/\text{Bbls}}{1,2 \text{ pie}^3/\text{Sxs}} \Rightarrow S_{xs} = 225$$

Volumen teórico de desplazamiento:

$$V_d = (\text{Cap. Rev} \times \text{Long.}).$$

$$V_d = (0,0981 \times 958').$$

$$V_d = 93,9 \text{ Bbls.}$$

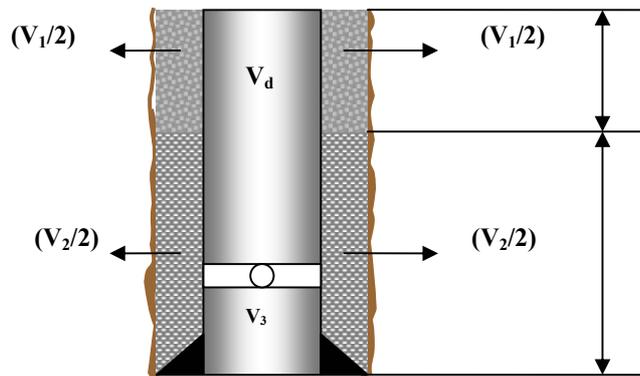


Figura 15.13 Volúmenes de cementación (hoyo superficie).

Hoyo de Producción.

Tabla 15.6. Consideraciones Generales. Hoyo Producción.

Tipo de hoyo	Vertical
Diámetro de mecha	9 7/8"
Revestidor	P-110 29 Lbs/pie
Profundidad	8973' (aproximado)
Temperatura en el fondo	252°F
Tope de lechada de cola	7473' pies
Tope de lechada de barrido	6934' (200' sobre Pagüey)
Tipo de lodo	100% aceite Vassa
Peso de lodo	11 lpg.
Puntos de atención	Uso adecuado de los tapones de limpieza.

Cálculos Volumétricos de las lechadas y sus composiciones.

Capacidades:

Hoyo 9 7/8" +10%	0,0105	Bbl/pie.
Hoyo 9 7/8"+10% - Rev. 7"	0,0670	Bbl/pie.
Rev. 7"	0,0371	Bbl/pie.
DP 5"	0,0177	Bbl/pie.

Lechada de Barrido:

Mezcla compuesta por Cemento Petrolero Nacional Clase "H", de densidad 13,2 Lpg y tratada con aditivos químicos: Controlador de filtrado + Retardador + Dispersante (si es

necesario)+Silica Malla 100 + anti-espumante + extendedor ó aditivo de baja gravedad específica ó aditivos multipropósito ó polifuncionales en concentraciones que dependerán de la prueba preliminar de calidad de cemento, condiciones reológicas y tiempo de espesamiento de la lechada. Así como también de las condiciones físico - químicas inherentes al pozo.

$$V1 = (\text{Pies cemento barrido}) \times \text{Cap (Hoyo } 9 \frac{7}{8}'' + 10\% - \text{Rev. } 7'').$$

$$V1 = 539 \text{ pies} \times 0,0670 \text{ Bbl/pie.}$$

$$V1 = \mathbf{36 \text{ Bbls.}}$$

Sacos de Cemento Lechada de barrido:

$$\text{Sxs} = \frac{V1 \times 5,615}{\text{Rend.}} = \frac{36 \text{ Bbls} \times 5,615 \text{ pie}^3/\text{Bbls}}{2,45 \text{ pie}^3/\text{Sxs}} \Rightarrow \mathbf{Sxs = 83 \text{ Sxs}}$$

Lechada de Cola:

Mezcla compuesta por Cemento Petrolero Nacional Clase “G” ó Clase “H” de densidad 15,8 Lpg y tratada con aditivos químicos: Controlador de filtrado + Retardador + Dispersante + Anti-espumante + Silica Malla 100 + Surfactante, ó aditivos multipropósito en concentraciones que dependerán de la prueba preliminar de calidad de cemento, condiciones reológicas y tiempo de espesamiento de la lechada. Así como también de las condiciones físico - químicas inherentes al pozo.

$$V2 = (\text{Pies cemento barrido}) \times \text{Cap (Hoyo } 9 \frac{7}{8}'' + 10\% - \text{Rev. } 7'').$$

$$V2 = 1500 \text{ pies} \times 0,0670 \text{ Bbl/pie.}$$

$$V2 = \mathbf{100,5 \text{ Bbls.}}$$

$$V3 = \text{Cap Rev. } 7'' \times \text{Long} = 0,03171 \times 42' = \mathbf{1,6 \text{ Bbls.}}$$

Sacos de Cemento Lechada de barrido:

$$Sxs = \frac{(V_2+V_3) \times 5,615}{\text{Rend.}} = \frac{(100,5+1,6) \text{ Bbls} \times 5,615 \text{ pie}^3/\text{Bbls}}{2,45 \text{ pie}^3/\text{Sxs}} \Rightarrow Sxs = 234 \text{ Sxs}$$

Volumen teórico de desplazamiento:

$$Vd = (\text{Cap. Rev } 7'' \times \text{Long.})$$

$$Vd = (0,0371 \times 8931')$$

$$Vd = 331,3 \text{ Bbls.}$$

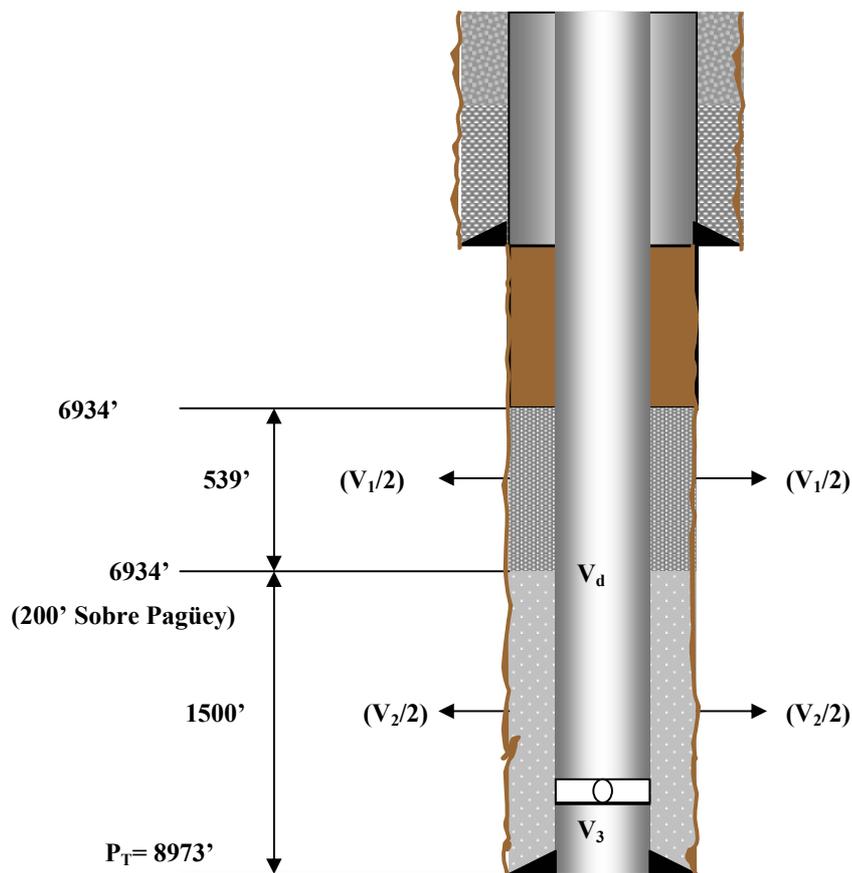


Figura 15.14 Volúmenes de cementación (hoyo producción).

15.1.7 Mechas.

Para la selección de las mechas se tomó en cuenta factores como: columna estratigráfica, diámetro del hoyo, mejores rendimientos en el área “Bit Records”, análisis de costos por pie perforado, densidad de fluidos, equipos y sartas de perforación, así como factores propios, tipos de mechas, diámetro del cortador, número de aletas y tamaño de los chorros que permiten la salida del fluido de perforación, originando una buena remoción de los ripios del fondo hacia la superficie y enfriando los cortadores, alargando la vida de ellos durante el proceso de corte.

A continuación se describen las mechas a ser utilizadas.

Hoyo de Superficie.

Utilizar mecha tricónica de dientes, considerando que el tipo de formación es blanda y facilita la penetración de la roca.

Tabla 15.7. Características de la mecha hoyo de superficie.

Tipo de mecha	Diámetro	Conexión del PIN	PSM (LB)	Profundidad de entrada	Profundidad de Salida
Tricónica de dientes fresados (IADC 111)	13 3/4"	7 5/8"	60000	0'	1000'

Hoyo de Producción.

Utilizar mechas PDC, las cuales han mostrado excelentes rendimientos en las formaciones a ser atravesadas y disponer de una mecha tricónica para la limpieza del hoyo antes de asentar el revestidor.

Tabla 15.8. Características de la mecha hoyo de producción.

Tipo de Mecha	Características	Número de Cortadores	Número de Chorros	Tipo de Chorro	Tamaño de los chorros	Conexión del PIN	Junk Slot área	PSM
PDC	5 aletas (IADC M323)	41 de 19mm	7	MSP	8/32"-14/32"	6 5/8"	14,7 in ²	350000 (lbs)
PDC	7 aletas (IADC M433)	78 de 13mm	7	MSP	8/32"-14/32"	6 5/8"	10,3 in ²	350000 (lbs)

A mayor número de cortadores y aleta mejor es la capacidad que tiene la mecha de perforar formaciones más duras, por ello se recomienda utilizar mecha PDC de 5 aletas desde 1000' hasta el tope de la Formación Gobernador.



Figura 15.15. Mecha PDC, 5 aletas.



Figura 15.16. Mecha PDC, 7 aletas.

Tabla 15.9. Características mecha de limpieza.

Tipo de mecha	Díámetro	Conexión del PIN	PSM (LB)
Tricónica de dientes fresados (IADC 211)	9 7/8"	7 5/8"	60000



Figura 15.17 Mecha tricónica de limpieza.

15.1.8 Sartas de Perforación.

Para el diseño de la sarta de perforación se tomaron en cuenta los siguientes factores:

- Esfuerzo de la matriz de la roca.
- Tamaño del hoyo.
- Tipo de mecha y de pozo.

La sarta de perforación se compone básicamente de:

- Barras o portamechas “Drill Collar”.
- Tubería de transición “Hevi-Wate”.
- Tubería de perforación “Drill Pipe”.
- Herramientas especiales.

Hoyo de Superficie.

Tabla 15.10. Configuración de la Sarta de Perforación.

Cantidad	Diametro Externo (in)	Longitud (ft)	Descripción
1	13 3/4	1	Mecha Tricónica
1	8	4	Bit Sub
2	8	60	Drill Collar (150 lb/ft)
1	8	3	Cross Over
2	7 1/4	60	Drill Collar (119 lb/ft)
1	7 1/4	3	Cross Over
2	6 1/4	60	Drill Collar (91 lb/ft)
12	4 1/2	360	Hevi-Wate (41 lb/ft)

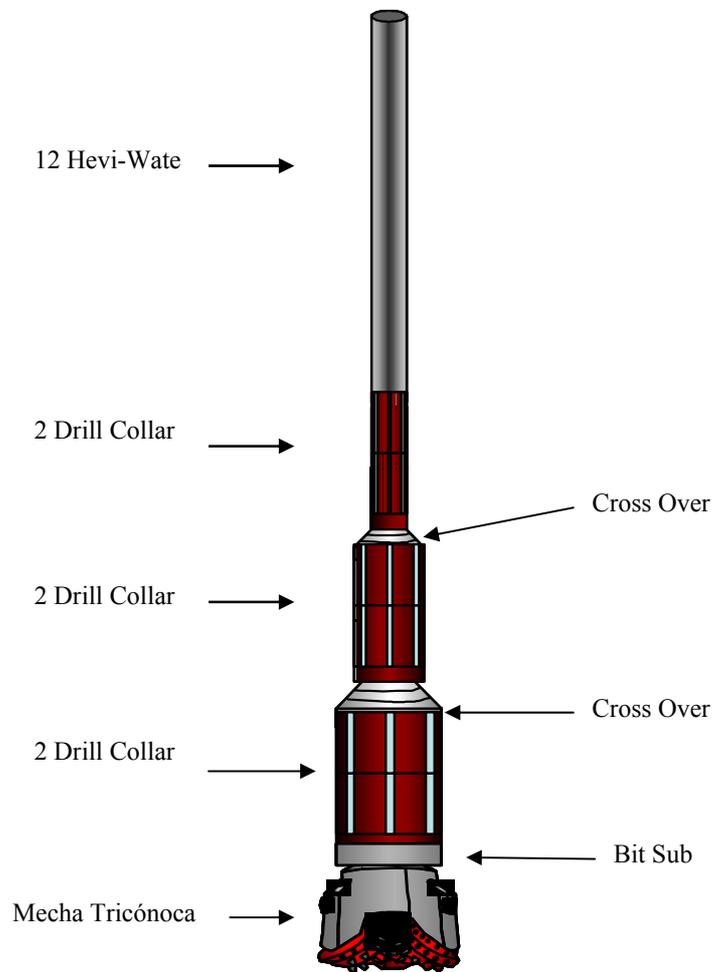


Figura 15.18 BHA (hoyo de superficie).

Hoyo de Producción.

Tabla 15.11. Configuración de la Sarta de Perforación 0' - 30'

Cantidad	Diametro Externo (in)	Longitud (ft)	Descripción
1	9 7/8	1	Mecha PDC
1	9 3/4	6	Near Bit
1	7 1/4	30	Drill Collar (110 lb/ft)
1	9 3/4	5	Stabilizer
3	7 1/4	90	Drill Collar (110 lb/ft)
1	7 1/4	3	Cross Over
3	6 1/4	90	Drill Collar (83 lb/ft)
5	5	150	Hevi-Wate (49,3 lb/ft)
1	6 3/4	30	Jar

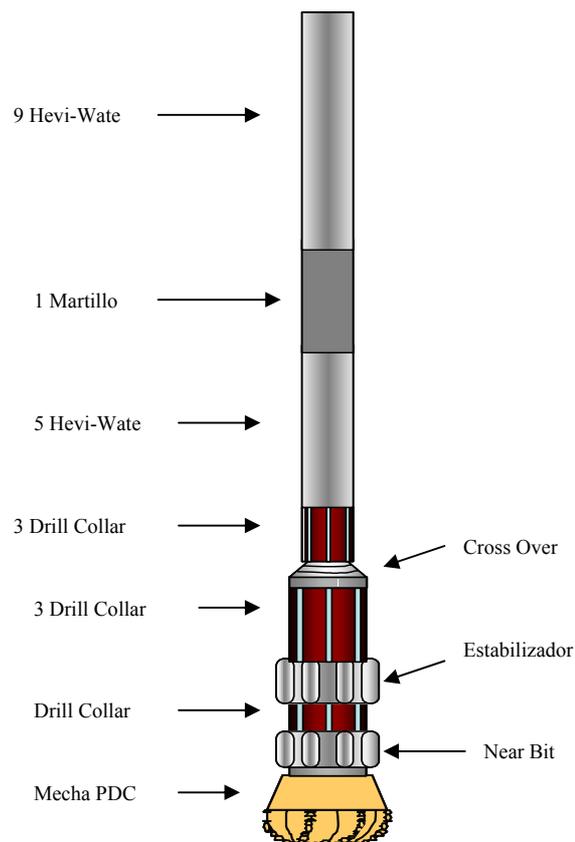


Figura 15.19. BHA (hoyo de producción).

15.1.9 Cañoneo.

El tipo de cañón a utilizar es TCP, utilizando la técnica bajo balance que tiene la particularidad de remover del túnel perforado los restos de cañones incrustados y simultáneamente, devolverlos al pozo inmediatamente a la detonación de las cargas. Este efecto ayuda, adicionalmente, a remover de la zona dañada residuos de fluidos de perforación y de completación, garantizando perforaciones limpias y en consecuencia mayor productividad en los pozos. En las siguientes figuras se muestra el fundamento de la técnica de cañoneo bajo-balance y las características del cañón.

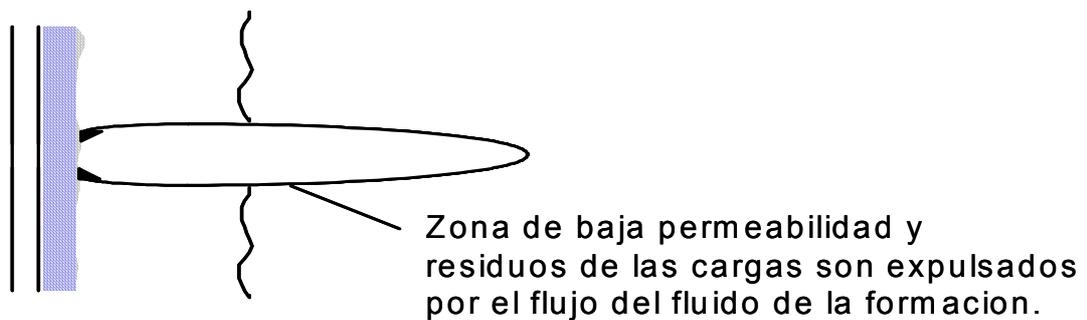
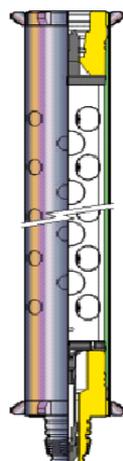


Figura 15.20. Fundamento del Cañoneo bajo-balance.



- Tipo de Cañón: TCP.
- Diámetro del cañón: 4 ½".
- Tiros por Pie: 5.
- Diámetros de las perforaciones: 0,42".
- Penetración: 54,1".
- Fase 72°.

Figura 15.21. Características generales del cañón.

15.2 EQUIPOS DE TRABAJOS Y SUS ROLES.

15.2.1 Líder de proyecto.

- Integrar el equipo de trabajo.
- Obtener y comunicar el orden cronológico de cada etapa.
- Coordinar la elaboración de los estimados de tiempo y costo y someterlos a los niveles gerenciales respectivos.
- Coordinar el plan, diseño y construcción del pozo.
- Realizar control y seguimiento diario a las operaciones de construcción del pozo.
- Hacer los ajustes requeridos en el tiempo, costo y planificación del pozo.
- Hacer cumplir las normas y procedimientos relacionados con seguridad y ambiente asociados al pozo.
- Coordinar la elaboración de informes de progreso y final del pozo.

15.2.2 Ingeniero VCD.

- Hacer seguimiento a la programación de construcción del pozo y realizar ajustes al cronograma de taladro semanal.
- Verificar la disponibilidad de:
 - Infraestructura y vías de acceso de la localización.
 - Permisología para realizar la mudanza.
- Asegurar la calidad de la información cargada al sistema DIMS.
- Consolidar el programa de desarrollo profesional, cursos, talleres y eventos.
- Asegurar la calidad del diseño del programa de construcción del pozo.
- Definir los procesos para obtener la información utilizada en la elaboración del plan conceptual y el programa de construcción del pozo.

- Establecer los procesos para la estimación de tiempos y costos del pozo y del análisis de rentabilidad.
- Implantar la aplicación de nuevas tecnologías a nivel de campo.
- Coordinar los requerimientos de equipos y tubulares del pozo.
- Coordinar la elaboración de ajustes en el programa original de construcción del pozo.
- Apoyar las operaciones de campo en el análisis y solución de problemas.
- Identificar la actividad programada según la secuencia original aprobada por la unidad de explotación.
- Integrar el equipo de trabajo para la aplicación de la metodología VCD en el proyecto a ser analizado.
- Garantizar el éxito volumétrico del proyecto mediante la aplicación de la metodología VCD.
- Elaborar los análisis de riesgos bajo la metodología probabilística, análisis de data histórica (DIMS) y elaboración de planes de mitigación en conjunto con la mesa de trabajo.
- Asegurar el cumplimiento de los lineamientos para el diseño, control y seguimiento del programa direccional según el campo, objetivo y tipo de pozo.
- Definir criterios para la selección de herramientas de navegación y ensamblaje de fondo (BHA).
- Implementar nuevas tecnologías en equipos, herramientas y BHA a nivel de campo.
- Apoyar las operaciones de campo en el análisis, solución de problemas y operaciones críticas.

15.2.3 Ingeniero de fluido.

- Asegurar el cumplimiento de los lineamientos técnicos y operacionales para el diseño, control y seguimiento de los programas de fluidos de perforación y completación original.

- Definir criterios para la selección y arreglos de los equipos de control de sólidos.
- Hacer seguimiento a la evaluación y aseguramiento de la calidad de los fluidos de perforación y completación original.
- Apoyar las operaciones de campo en el análisis y solución de problemas.
- Implantar nuevas tecnologías en fluidos y equipos de control de sólidos a nivel de campo.
- Asegurar la calidad de la información a través del DFW.

15.2.4 Ingeniero de cementación.

- Asegurar el cumplimiento de los lineamientos para el diseño y estandarización de lechadas de cemento.
- Definir procedimientos operacionales para las cementaciones primarias.
- Hacer seguimiento a la evaluación y aseguramiento de la calidad de la cementación.
- Implementar nuevas tecnologías en equipos, herramientas y lechadas no convencionales a nivel de campo.
- Apoyar las operaciones de campo en el análisis y solución de problemas y ejecución de cementaciones críticas.
- Asegurar la calidad de la información mecanizada a través del DFW.

15.2.5 Ingeniero de completación.

- Asegurar el cumplimiento de los estándares establecidos para el diseño, control y seguimiento del programa de completación por campo y tipo de pozo.
- Definir criterios para la selección de equipos, herramientas y buenas prácticas operacionales de la completación del pozo.
- Implementar nuevas tecnologías en equipos, herramientas, procesos y prácticas operacionales en la completación del pozo.

- Apoyar las operaciones de campo en el análisis, solución de problemas y operaciones críticas en la completación de pozos.

15.2.6 Ingeniero de operaciones del proyecto.

- Coordinar la ejecución de los procesos operacionales para la construcción del pozo.
- Asegurar el cumplimiento de los procedimientos operacionales y la aplicación de las mejores prácticas a nivel de campo en la perforación y completación original.
- Realizar seguimiento diario a las actividades de construcción del pozo.
- Asegurar el cumplimiento normativo concerniente a seguridad y ambiente.
- Apoyar a nivel de campo las operaciones críticas y situaciones de emergencia.
- Asegurar la continuidad de la información generada en el taladro a través del DFW.
- Apoyar las operaciones de campo en el análisis y soluciones de problemas críticos.

15.2.7 Geología.

- Presentar las zonas críticas de la perforación del pozo.
- Determinar e informar durante la construcción del pozo, los cambios litológicos, fallas, horizontes presurizados, topes formacionales, etc. A través del muestreo de ripios, correlaciones y secciones estructurales.
- Informar sobre el objetivo y los alcances del programa de registros a tomar en hoyo abierto y núcleos.
- Suministrar información asociada a mapas estructurales, isopacos y secciones geológicas en general.
- Intercambiar información con los ingenieros de construcción de pozos y las unidades de “mud-logging”.

15.2.8 Yacimientos.

- Presentar y discutir con la mesa el objetivo o razón de ser del pozo en la zona productora.
- Suministrar la información de pozos vecinos.
- Analizar y entregar el comportamiento de presión, producción, propiedades petrofísicas de pozos vecinos, caracterización de los fluidos del yacimiento y propiedades de las rocas.
- Suministrar durante la construcción del pozo la delimitación areal y vertical del yacimiento, y el posicionamiento final del objetivo.
- Presentar el tipo de completación del pozo para maximizar la rentabilidad del mismo.
- Presentar pruebas de producción a fin de establecer el potencial de los intervalos productores.
- Suministrar el perfil de presiones esperado durante la perforación.

15.2.9 Producción.

- Presentar y discutir con la mesa el análisis nodal: diámetro y longitud de la tubería de producción, presión de separación, selección de la BES o sistema LAG, tipos de fluidos, efectos del daño por penetración parcial y turbulencia.
- Participar en el análisis de las pruebas de producción para determinar los efectos de la completación y definir acciones de mejoras como son: fracturamiento, recañoneo, etc.
- Presentar el efecto del sistema de producción por cambios de reductores, líneas de flujo, presiones de separación, etc. Para definir el plan de explotación inicial del pozo.

15.3 ESTIMACIÓN DE TIEMPO Y COSTO (CLASE II).

A continuación se presenta la tabla resumen de los costos (detalle apéndice D).

Tabla 15.12. Estimado de costos CBA parte I.

ELEMENTOS DE COSTO
OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN
DISTRITO: SUR
UNIDAD DE EXPLOTACIÓN: BARINAS
LOC. SIN-2X2
HOJA DE COSTOS TOTALES
CBA

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	ESTIMADO DE COSTO MONTO MMBs.
COSTOS TOTALES	
LOCALIZACIÓN VIAS DE ACCESO:	433,87
- Preparación del Sitio	410,00
- Movimiento de Tierras	0,00
- Bases y Sub - Bases	0,00
- Materiales Asfálticos	0,00
- Transporte	23,87
- Obras de Drenaje	0,00
- Obras de Concreto	0,00
- Obras Complementarias	0,00
MUDANZA	132,00
Mudar	132,00
- Desvestir/Movilizar/Vestir Equipo	132,00
ALQUILER DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN	1385,22
Taladro	980,70
- Costo Taladro (MMBs./Dia) (N° Dias)	980,70
Top Drive	404,52
- Costo Top Drive (MMBs./Dia) (N° Dias)	404,52
- Provisiones Especiales (Comida/aloj.)	0,00
MECHAS	35,40
- Hoyo Superficial	4,70
- Hoyo Intermedio (1)	0,00
- Hoyo Intermedio (2)	0,00
- Hoyo Producción	26,00
- completación	4,70
TUBULARES Y ACCESORIOS	807,00
- Zapata	0,00
- Cuello Flotador	0,00
- Espiga	0,00
- Centralizadores	0,00
- Stop Ring	0,00
- Colgador/ Accesorios	261,00
- Revestidor Tipo 1	0,00
- Revestidor Tipo 2	0,00
- Revestidor Tipo 3	0,00
- Revestidor Tipo 4	0,00
- Tubería de Completación	133,00
- Accesorios Completación	413,00
CABEZAL	25,00
- Sección A del Cabezal	0,00
- Sección B del Cabezal	0,00
- Sección C del Cabezal	0,00
- Arbol	25,00
SERVICIOS CONTRATADOS	916,92
Fluidos de Perforación Y Completación	461,55
Servicio de Fluidos - Perf. Y Completación	280,00
- Asistencia Técnica	0,00
- Productos	70,00
- Transporte, Alquiler, Trailers	0,00
- Otros (Productos de Contingencia)	210,00
Control de Sólidos	126,55
- Alquiler de Equipos	121,00
- Asistencia Técnica	0,00
- Alojamiento	0,00
- Instalación y Desinstalación	0,00

Tabla 15.13. Estimado de costos CBA parte II.

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	ESTIMADO DE COSTO MONTO MMBs.
SERVICIOS CONTRATADOS (CONTINUACIÓN)	
Acidificación	0,00
- Personal	0,00
- Equipos y Herramientas	0,00
- Fluidos	0,00
Labor	104,02
- Labor Directa	72,81
- Labor Indirecta	31,20
Transporte	23,87
- Propio	1,81
- Alquilado	22,06
Otros Servicios Contratados	49,20
- Inspección/Prueba de Tubulares	10,00
- Mud Logging	8,20
- Registros de Desviación	0,00
- Otros	31,00
EQUIPOS DE COMPLETACIÓN	85,00
- Bomba Electro Sumergible	0,00
Bomba	0,00
Motor	0,00
Separador de Gas (sello)	0,00
Cable	0,00
- Balancin	0,00
- Y /Tool	0,00
- Sensor	0,00
- Variador	0,00
- Bomba Inserta	0,00
- Bomba de Tubería	0,00
- Bomba Tipo Casing	0,00
- Otros	85,00
TOTAL COSTOS - FASES:	3820,41

15.4 ESTRATEGIA DE CONTRATACIÓN Y SELECCIÓN DE EMPRESAS.

(Las fechas que se mencionan a continuación pertenecen al año 2002).

Mudanza.

El contrato de mudanza del CLIFFS-42, inició el proceso de recepción de pliegos el 11 Junio, el de apertura de manifiesto de voluntad 16 de Julio. El análisis técnico de las propuestas se efectuó el 30 de Julio, seguido del proceso de propuestas económicas el 20 de Agosto.

Finalmente en el proceso licitatorio realizado el 28 de Agosto se aprobó el contrato de la Empresa Valpetrol C.A., la duración del mismo es de 1 año.

Registros Eléctricos.

El contrato para la corrida de registros eléctricos se realiza por pozo, el proceso de recepción de pliegos se inició el 30 de Julio, el de apertura de manifiesto de voluntad el 20 de Agosto, seguido del análisis técnico que se realizó el 27 de Agosto. Así mismo la apertura de ofertas económicas se efectuó el 3 de Septiembre y el análisis económico por parte de la comisión licitatoria el 17 de Septiembre. Hasta la fecha no se ha realizado el proceso de Buena Pro.

Control de sólidos y efluentes.

El contrato actual para el control de sólidos y efluentes, inició el proceso de recepción de pliegos se inició el 23 de Julio, el de apertura de manifiesto de voluntad el 13 de Agosto, seguido del análisis técnico que se realizó el 20 de Agosto. Así mismo la apertura de ofertas económicas se efectuó el 27 de Agosto y el análisis económico por parte de la comisión licitatoria el 10 de Septiembre.

En el proceso licitatorio realizado el 13 de Septiembre, se aprobó el contrato de la Empresas Tubos-Cope, la duración del mismo es de 1 año, este incluye el servicio de fluidos de perforación y está regido por tiempo de funcionamiento del equipo.

Cementación.

El contrato actual de cementación, inició el proceso de recepción de pliegos se inició el 30 de Julio, el de apertura de manifiesto de voluntad el 20 de Agosto, seguido del análisis técnico que se realizó el 3 de Septiembre. Así mismo la apertura de ofertas económicas se efectuó el 10 de Septiembre y el análisis económico por parte de la comisión licitatoria el 24 de Septiembre.

Finalmente en el proceso licitatorio realizado el 10 de Octubre, se aprobó el contrato de la Empresa Halliburton, la duración del contrato es de 1 año.

Guaya Eléctrica y Cañoneo.

El proceso licitatorio del 2003 fue desierto, por lo cual se solicitará el servicio de las empresas al aproximarse el momento de la actividad.

Muestreo Geológico.

El contrato de muestreo geológico, inició el proceso de recepción de pliegos el 30 de Julio, el de apertura de manifiesto de voluntad el 20 de Agosto, seguido del análisis técnico que se realizó el 3 de Septiembre. Así mismo la apertura de ofertas económicas se efectuó el 10 de Septiembre del y el análisis económico por parte de la comisión licitatoria el 24 de Septiembre. Hasta la fecha (Octubre), la Buena Pro está en proceso.

Taladro.

En el taladro no se ha efectuado proceso licitatorio debido a una extensión realizada hasta diciembre.

15.5 INTEGRACIÓN DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN.

Hoyo de 13 3/4".

Verificar la existencia de los equipos y herramientas siguientes (así como las acotaciones que se mencionan):

- 02 Mechas tricónicas de 13 3/4", con sus respectivos chorros (especificaciones e hidráulica siendo recomendada en la sección 15.1.7).
- Cuello flotador y zapata flotadora de 10-3/4", J-55, 68,0 lbs/pie BTTS.
- 23 tubos de revestidor de 10-3/4", J-55, BTTS, 40,5 lbs/pie.
- Botella de circulación 10-3/4" BTTS x 2" LP con media unión.
- Botella de circulación 5" IF x 2" LP con media unión.
- Manguera de circulación y conexión(es) compatible(s) con botellas de circulación.
- Existencia en el taladro de los anillos, espárragos y demás accesorios necesarios para la instalación de la BOP, así como también el buen estado de los mismos.
- Estado de los ranes de la BOP, HCR, preventor anular, choke, acumulador, así como una revisión y mantenimiento preventivo de todas las válvulas y del conjunto impide reventones (incluyendo múltiple de estrangulación) y del sistema de transmisión de potencia.
- Calibrar la sección "A", el "wear bushing" y el tapón de prueba (verificar compatibilidad).
- Horas de rotación de tubería y BHA (limite para efectuar inspección):
 - 250 horas para HW y DC.
 - 1500 horas para el DP de 5".
- Se debe planificar que la tubería pueda realizar el tramo de 1000' sin requerir reemplazo.
- Existencia de mallas adecuadas para los equipos de control de sólidos (ver programa de lodo).
- Elevador para revestidor de 10-3/4", elevador de guaya para revestidor de 10-3/4".
- Cuñas para revestidor de 10-3/4" y mordazas para las llaves de fuerza para ajustar zapata y tubos de 10-3/4".

Durante la perforación de la sección de 13-3/4" se deben realizar bombeos de píldoras dispersas y viscosas cada 250' para garantizar la limpieza efectiva del hoyo cuando se tengan tasas de penetración por encima de 30 pies/hora. El intervalo de bombeo de las

píldoras podrá ser ajustado según las condiciones del hoyo (presencia de arrastres en conexión, torque excesivo, etc.).

Como contingencia se dispondrá de detergente para utilizar en el lodo de perforación en caso de presentarse indicios de embolamiento de la mecha. La concentración recomendada es de 2,0 Lpb y deberá ser ajustada según los requerimientos de campo.

Una vez alcanzada la profundidad de 1000', realizar viaje de limpieza hasta superficie. Durante este viaje parar tubería adicional necesaria para sustituir el BHA N° 1. Efectuar viaje hasta fondo y circular hasta retornos limpios. Sacar tubería hasta superficie.

Lodo:

Utilizar lodo agua-gel con las propiedades especificadas en la sección 15.1.5.

Ensamblaje de fondo:

Ver sección 15.1.8.

Registros y núcleos:

Esta fase no contempla registros ni núcleos.

Revestidor:

Correr el revestidor de 10 3/4". El diseño de este se encuentra en la sección 15.1.3.

Cementación:

- Probar líneas de cementación con 3000 lppc.
- Circular por lo menos dos (2) ciclos completos o hasta que el hoyo esté limpio.

- Realizar cementación con lechadas de barrido y anclaje según programa de cementación.

Posterior a la cementación:

- Cortar y biselar revestidor.
- Instalar y probar la sección "A".
- Vestir y probar conjunto impide reventones, múltiples y líneas del taladro.

HOYO DE 9 7/8"

Pasos previos a la perforación:

- Meter tubería con BHA N° 2 y mecha PDC 9 7/8" (cuyos detalles se encuentran en las secciones 15.2.7. y 15.2.8 respectivamente) hasta el tope de cemento, limpiar cemento, si es necesario, hasta 5' por encima de la zapata del revestidor de 10-3/4".
- Desplazar lodo agua-gel por 100 % aceite mineral, bombeando como espaciador 50 Bbls de aceite mineral. Homogeneizar sistema.
- Romper cemento y zapata de 10-3/4" e iniciar la perforación de la sección de 9 7/8".
- Se deberá chequear en el taladro la existencia y estado de las siguientes herramientas:
 - Mecha PDC 9 7/8", con sus respectivos chorros + una mecha similar de "back up".
 - Mecha tricónica de 9 7/8", con chorros + una mecha de "back up".
 - 01 Zapatas flotadoras tipo Up-Jet de 7", P-110, BTC, 29 lbs/pie.
 - 01 Cuellos flotadores de 7", P-110, BTC, 29 lbs/pie.

- Horas de rotación de tubería y BHA. Se debe planificar que los tubulares puedan realizar cada tramo del hoyo sin requerir reemplazo (límite para efectuar inspección: 250 horas para HW'S y 1500 horas para el DP de 5").
- Existencia de mallas adecuadas para los equipos de control de sólidos (ver programa de lodo).
- Elevador de guaya 7", cuñeros neumáticos con mangueras de aire y cuñas para 7", elevador de compuerta 90° de 7", llaves de fuerza con mordazas adecuadas para enrosque de revestidor.
- Juego de parrillas de 18' de largo de 500 TON.
- Elevador y cuñero de 500 TON.
- Cuña de 7" tipo esterilla.
- Manguera para llenado de revestidor.
- Sección "B" y compatibilidad con el tapón de prueba.
- Bridas, adaptadores y accesorios para instalación de BOP con anillos, tuercas y espárragos.
- Llaves de potencia con mordazas para apretar zapata de 7".
- Bowl o conchas adecuadas para la corrida del revestidor.
- Realizar servicio al revestidor con suficiente antelación a la corrida del mismo.
- Centralizadores y stop rings para la corrida del revestidor (el diseño de centralización deberá ser suministrado por el Ingeniero de cementación Dtto. Sur).
- Manguera de circulación.
- Soldadura en frío (Baker Lok).
- 02 Botellas de circulación 7" BTTS x 2 LP con media unión.
- Ranos para tubería de 7".
- "Fill Up Tool".
- "Wear Bushing". Verificar estado y colocación antes de empezar a perforar.

Durante la perforación de la sección, realizar bombeo de píldoras viscosas y dispersas cada 300' perforados, para garantizar la limpieza efectiva del hoyo cuando se tengan tasas de penetración por encima de 30 pie/hora. El intervalo de bombeo de las píldoras podrá ser ajustado según las condiciones del hoyo (presencia de arrastres en conexión, torque excesivo, etc.). La máxima sobre tensión y apoyo permitidos será de 40.000 Lbs.

Lodo:

Utilizar lodo 100% aceite con las propiedades especificadas en la sección 15.1.5.

Registros:

Debido a la completación del pozo con equipo de bombeo electrosumergible, se requiere conocer la calidad de la cementación primaria en el revestidor de 7".

Correr multi-shot al culminar la perforación del hoyo de superficie, luego cada 1000' hasta alcanzar la profundidad final, con la finalidad de validar la verticalidad del pozo.

Muestras de canal:

El muestreo se iniciará en la parte final de la Formación Parángula a la profundidad de 7000', a partir de la cual se tomarán muestras a intervalos de 10' para detectar el cambio formacional. Cuando se halla confirmado que el muestreo se encuentra dentro de una Formación se aumentará a intervalos de 20' y cuando falten 100' para el próximo tope formacional estimado se realizará cada 10'.

Toma de núcleos:

No se contempla la toma de núcleos.

Revestidor:

Correr el revestidor de 7" de la manera como se especifica en la sección 15.1.3.

Cementación:

El propósito fundamental de realizar la cementación es:

- Aislar formaciones con diferentes fluidos.
- Proteger el revestidor de cargas axiales y de corrosión.

El desplazamiento final de la cementación será efectuado con lodo. La logística para este desplazamiento será coordinada en campo, según las facilidades existentes.

El programa de cementación se encuentra en la sección 15.1.6.

Completación:

El pozo será completado con equipo de bombeo electrosumergible. Bomba TE-2700 con 135 etapas y motor de 225 HP, el detalle se encuentra en la sección 15.1.1.

16. ANÁLISIS DE OPERACIÓN

16. ANÁLISIS DE OPERACIONES

16.1 PREDICCIÓN DE LOS SISTEMAS DE OPERACIÓN DEL POZO.

El pozo se completará con Equipo de Bombeo Electrosumergible y variador de frecuencia.

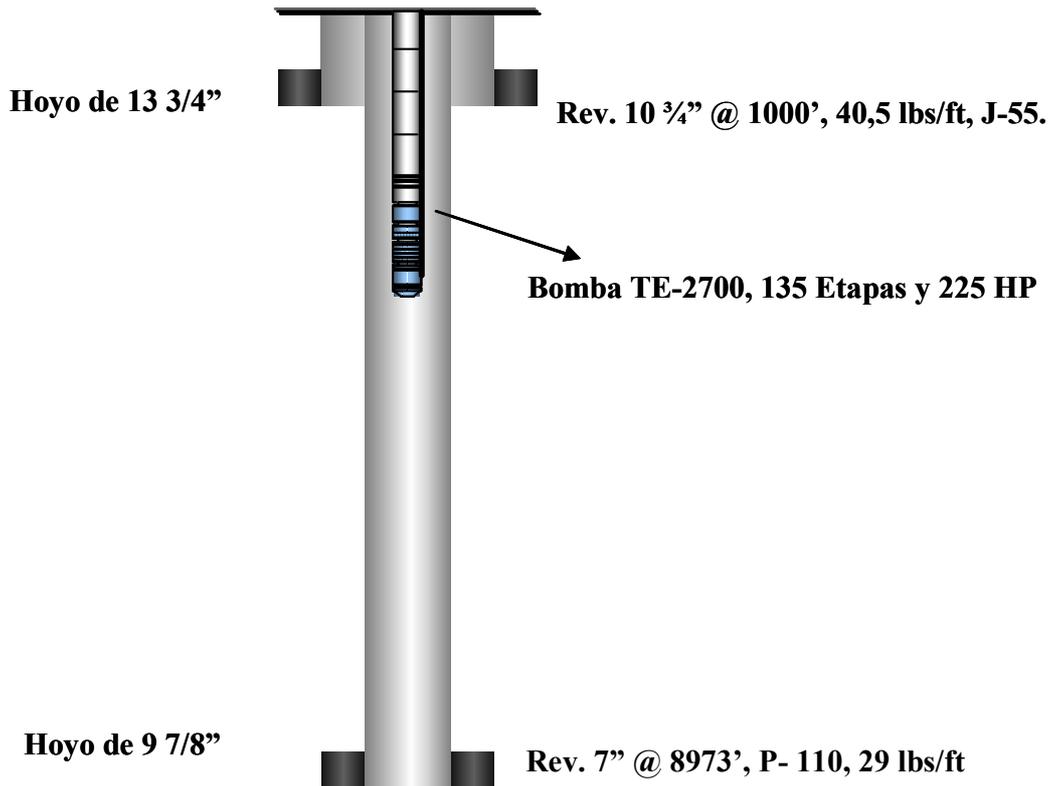


Figura 16.1. Sistema de Operación del Pozo.

16.2 VENTANA OPERACIONAL PARA PREVENIR EFECTOS NO DESEADOS POR LOS ESFUERZOS GEOMECÁNICOS E HIDRÁULICOS.

El revestidor de 7", 29 Lbs/pie P-110 será cementado 200 pies encima de la formación Pagüey considerando la condición crítica de estas lutitas.

Selección adecuada del intervalo de cañoneo.

16.3 PREDICCIÓN DE LOS POTENCIALES CAMBIOS DE REQUERIMIENTOS FUNCIONALES.

A medida que la producción de fluidos del pozo declina, se propondrá nuevos diseños para los equipos de bombeo electrosumergible, debido a que estos se establecen para condiciones específicas.

Mantener o mejorar el perfil de producción, contemplándose cambios de zonas (aislar o adicionar arenas).

16.4 RECONCEPTUALIZACIÓN DEL POZO.

Se cañoneará y completará como primera opción la arena "P1" de la Formación escandalosa, por ser el objetivo primario del pozo.

De acuerdo a la información obtenida por los registros que serán corridos y al comportamiento de producción del objetivo primario, se dispondrá de la arena AB de la formación Gobernador como segunda alternativa para mantener el potencial del pozo.

16.5 PREDICCIÓN DE LA RUTINA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

- Revisión del cabezal.
- Revisión de consumo eléctrico.
- Comunicación entre anular y "tubing" (monitoreo constante)
- Revisión de las líneas de producción: presión de cabezal, presión de fondo fluyente, temperatura de fondo, nivel dinámico del fluido, tasa de producción, corte de agua, frecuencia del equipo de bombeo.

Del análisis realizado al comportamiento de cada uno de estos parámetros, dependerá el número de intervenciones que se realicen en el pozo. Básicamente será cambio del equipo de bombeo electrosumergible.

17. ANÁLISIS DE MANTENIMIENTO

17. ANÁLISIS DE MANTENIMIENTO

17.1 PREDICCIÓN DE INTERVENCIONES DEBIDO A REQUERIMIENTOS MECÁNICOS.

De acuerdo con las estadísticas de campo, se estima intervención por requerimiento mecánico (por el equipo BES) cada seis meses, debido a las fallas eléctricas en el área de Barinas.

17.2 INVERSIÓN DE CAPITAL EN COMPLETACIÓN ORIGINAL PARA MÁXIMA ESTIMULACIÓN VERSUS PLANIFICAR FRACTURA O REHABILITAR.

El costo de las rehabilitaciones por concepto de funcionamiento de la BES es 120 MM Bs.

El tiempo de la intervención es 5 días y la secuencia de la actividad es:

- Mudar y vestir equipo.
- Vestir líneas y controlar el pozo.
- Desvestir cabezal de bombeo. Instalar válvulas impide reventones
- Sacar sarta de completación con equipo BES y revisar condición del equipo.
- Realizar viaje de limpieza.
- Bajar sarta con equipo BES que se decida según evaluación.
- Desvestir VIR'S e instalar cabezal de bombeo y arrancar el pozo.
- Evaluar resultados y conectar el pozo a las líneas de producción.

18. ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN

18 ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN

18.1 PROGRAMACIÓN DETALLADA POR ACTIVIDAD CON HITOS APROBATORIOS POR COMUNIDAD DE CONOCIMIENTO.

18.1.1 Mudanza.

18.1.1.1.- Recursos Requeridos para el logro del objetivo.

- Apoyo por parte de Ingeniería de Construcción.
- Apoyo por parte de la Unidad de Explotación Barinas, Habilitación de Inmuebles, Mantenimiento, Logística, Recursos Laborales, Gerencia de Contratación y la Gerencia de Recursos Humanos.
- Seguimiento y comunicación directa con personal supervisado.
- Apoyo por parte de la empresa operadora del taladro y servicios.

18.1.1.2.- Responsabilidades del Equipo de Trabajo.

- Se requiere que el equipo de ingeniería de construcción prepare a tiempo el material de compactación adecuado.

18.1.1.3.- Puntos de Atención.

- Diseño de localización.
- Conflicto con comunidades.
- Servidumbres judiciales con propietarios de las haciendas.
- Contar con la localización completamente listas ante de realizar la mudanza.

18.1.1.4. Distribución de tiempo y costo correspondiente a la mudanza del taladro a la localización Sin-2X2.

Tabla 18.1 Tiempo y costo mudanza.

Mudanza	Meta	Estimado
Tiempo (días)	10	10
Costo (MMBs.)	777	777

18.1.2 Sección Superficial.

18.1.2.1 Recursos Requeridos para el logro del objetivo.

- Apoyo por parte de la Comunidad de Fluidos, Planificación, Diseño.
- Seguimiento y comunicación directa con personal supervisado.
- Apoyo por parte de la empresa operadora del taladro y servicios.

18.1.2.2 Responsabilidades del Equipo de Trabajo.

- Control del galonaje y perforar los primeros 300 pies al 70 % del galonaje óptimo (600 GPM).

18.1.2.3 Puntos de Atención.

- Ensanchamiento de hoyo.

18.2.4 Distribución de tiempo y costo correspondiente a la fase de superficie.

Tabla 18.2 Tiempo y costo fase superficie.

Fase Superficie	Meta	Estimado
Tiempo (días)	3	5
Costo (MMBs.)	294	359

18.1.3 Sección de Producción.

18.1.3.1 Recursos Requeridos para el logro del objetivo.

- Utilización de nuevas tecnologías en mechas PDC.
- Estudio de estabilidad de hoyo.
- Participación de la comunidad de Fluidos, Planificación, Diseño, Procesos de Operación y Cementación.
- Utilización de CaCO₃ como material puenteante según tamaño de garganta de poro.
- Estandarización de prácticas operacionales tales como: viaje corto cada 50 horas de rotación de la mecha, máxima tensión de 40000 Lbs, al sacar tubería, máximo apoyo de 25000 Lbs, al meter la tubería.

18.1.3.2 Responsabilidades del Equipo de Trabajo.

- Diseño de trayectorias sencillas.
- Optimización de las lechadas y preflujos.

18.1.3.3 Puntos de Atención.

- Daño a la formación.
- Cementación primaria.

18.1.3.4 Distribución de tiempo y costo correspondiente a la fase de producción.

Tabla 18.3 Tiempo y costo fase producción.

Fase Producción	Meta	Estimado
Tiempo (días)	16	21
Costo (MMBs.)	1469	1634

18.1.4 Completación.

18.1.4.1 Recursos Requeridos para el logro del objetivo.

- Participación de la comunidad de Planificación, Diseño, Procesos de Operación y fluidos.
- Trabajo en equipo con la comunidad de Estudios Integrados de Yacimientos.

18.1.4.2 Responsabilidades del Equipo de Trabajo.

- Utilizar solvente y surfactantes para remover finos a nivel de las perforaciones.
- Uso de fluido de completación base aceite para evitar daño a la formación.

18.1.4.3 Distribución de tiempo y costo correspondiente a la completación.

Tabla 18.4 Tiempo y costo fase completación.

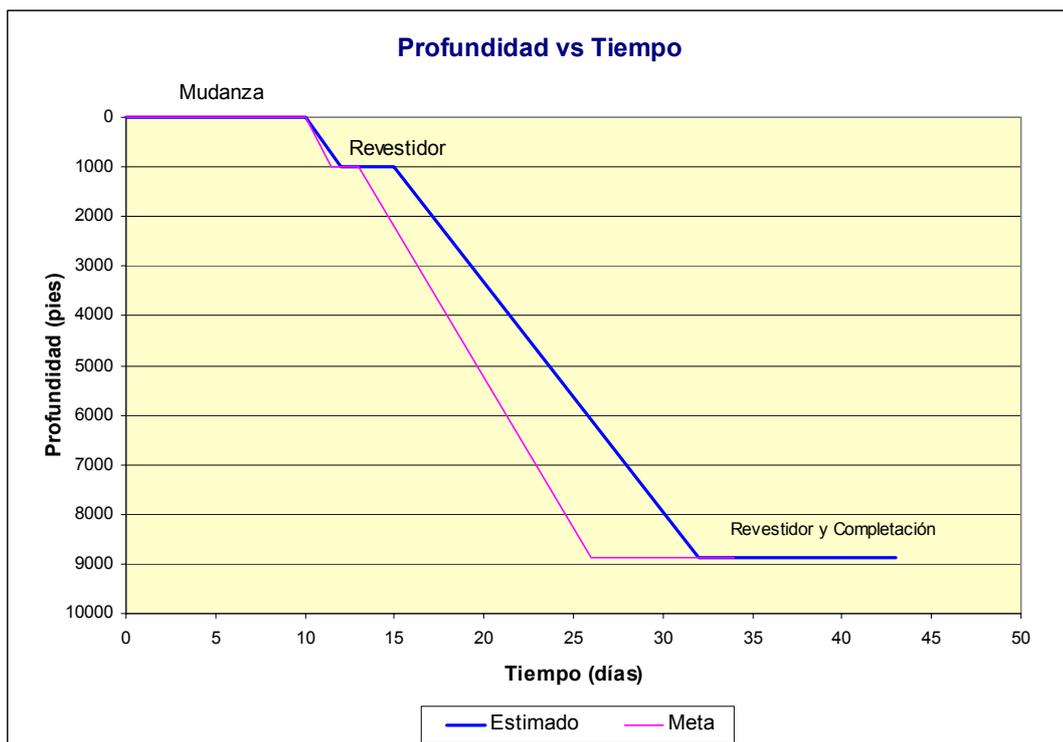
Fase Completación	Meta	Estimado
Tiempo (días)	5	7
Costo (MMBs.)	983	1048

18.1.5 Análisis del Proceso de Perforación.

18.1.5.1 Tiempo.

Tabla 18.5 Tiempo y costo de las fases del proyecto.

	Meta (DIAS)	Estimado (DIAS)
Mudanza	10	10
Hoyo Superficial	3	5
Hoyo Producción	16	21
Completación	5	7
TOTAL	34	43



Gráfica 18.1. Compromiso cara-cara del proyecto.

18.1.5.2.- Costo.

Tabla 18.6 Costos totales.

	Meta (MM Bs.)	EstimadoVCD (MM Bs.)
Mudanza	777	777
Hoyo Superficial	294	359
Hoyo Producción	1469	1634
Completación	983	1048
TOTAL	3523	3820

18.2 REQUERIMIENTOS DE EQUIPOS Y MATERIALES (PLAN LOGÍSTICO).

18.2.1 Hoyo de Superficie.

- 02 Mechas tricónicas de 13 3/4", con sus respectivos chorros (especificaciones e hidráulica siendo recomendada en la sección 15.1.7).
- Zapata flotadora de 10-3/4", J-55, 68,0 lbs/pie BTTS y cuello flotador.
- 23 tubos de revestidor de 10-3/4", J-55, BTTS, 40,5 lbs/pie.
- Botella de circulación 10-3/4" BTTS x 2" LP con media unión.
- Botella de circulación 5" IF x 2" LP con media unión.
- Manguera de circulación y conexión(es) compatible(s) con botellas de circulación.
- Mallas adecuadas para los equipos de control de sólidos.
- Elevador para revestidor de 10-3/4", elevador de guaya para revestidor de 10-3/4".

18.2.2 Hoyo de Producción.

- Mecha PDC 9 7/8", con sus respectivos chorros + una mecha similar de "back up".
- Mecha tricónica de 9 7/8", con chorros + una mecha de "back up".
- 01 Zapatas flotadoras tipo Up-Jet de 7", P-110, BTC, 29 lbs/pie.
- 01 Cuellos flotadores de 7", P-110, BTC, 29 lbs/pie.
- Mallas adecuadas para los equipos de control de sólidos (ver programa de lodo).

- Elevador de guaya 7", cuñeros neumáticos con mangueras de aire y cuñas para 7", llaves de fuerza con mordazas adecuadas para enrosque de revestidor.
- Juego de parrillas de 18' de largo de 500 TON.
- Elevador y cuñero de 500 TON.
- Cuña de 7" tipo esterilla.
- Manguera para llenado de revestidor.
- Sección "B" y compatibilidad con el tapón de prueba.
- Bridas, adaptadores y accesorios para instalación de BOP con anillos, tuercas y espárragos.
- Llaves de potencia con mordazas para apretar zapata de 7".
- "Bowl" o conchas adecuadas para la corrida del revestidor.
- Centralizadores y "stop rings" para la corrida del revestidor.
- Manguera de circulación.
- Soldadura en frío "Baker Lok".
- 02 Botellas de circulación 7" BTTS x 2 LP con media unión.
- Ranos para tubería de 7".
- "Fill Up Tool".
- "Wear Bushing".

18.3 ESTRUCTURA DE RECURSOS, COMPETENCIAS REQUERIDAS Y ROLES.

Las competencias requeridas en este proyecto se presentan a continuación.

Tabla 18.7. ERCI

EQUIPO DE TRABAJO	VISUALIZACIÓN	CONCEPTUAL		DEFINICIÓN	EJECUCIÓN	OPERACIÓN
	Estudio Mod. Yacimiento	Conceptual	Basica	Detalle	Perf. de Pozos	Eval. Oper.
GERENTE DE UE	I	I	I	C-I	C-I	I
GERENTE DE PERFORACIÓN	I	C-I	C-I	C-I	C-I	I
LIDER DE PROYECTO	R	R	R	R	R-E	I
GEOLOGO	E	C	C	E-C-I	E-C-I	I
SEDIMENTOLOGO	E	C	C	I	E-C-I	I
PETROFISICO	E	C	C	E-C-I	E-C-I	I
ING. YAC. SIMULACIÓN	E	C	C-E	E-C-I	E-C-I	E-C-I
GEOFISICO	E	C	C-E	I	E-C-I	I
ING. PRODUCCIÓN	E-I	C	E	E-C-I	E-C-I	R-E-C-I
ING. INFRAESTRUCTURA	I	C-E	E	E-C-I	E-C-I	I
ING. SHA	I	C	E	C-I	C-I	C-I
HDI	C-I	E	E	C		
ING. VCD	I	E	E	E-C-I	I	I
ING. DISEÑO PERFORACION	C	E	E	E	E-C-I	I
ING. CEMENTO		E	E	E-C-I	E-C-I	I
ING. FLUIDOS		E	E	E-C-I	E-C-I	C-I
ING. COMPLETACIÓN DE POZOS		E	E	E-C-I	E-C-I	C-I
ING. PROCURA DE MATERIALES			E	E	E*-C	
RELACIONES LABORALES		I	E	E-C	E*-C	
ING. PLANIFICACIÓN Y GESTIÓN	C-I	E	E	C-I	E-C-I	I
CONTRATISTAS	E*	C-I	C-I	E-I	R-E	E-C
CONSULTORIA		C	E-C	C	E-C	

Donde:

- E \Rightarrow Ejecutor
R \Rightarrow Responsable
C \Rightarrow Consultor
I \Rightarrow Informado
* \Rightarrow Actúa en caso de ser requerido

18.4 PLAN DE SEGURIDAD, HIGIENE Y AMBIENTE (SHA).

La política Corporativa de Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA) de PDVSA, se orienta a proteger a las personas, a las propiedades y a preservar el ambiente de manera armónica con el desarrollo del hombre y la sociedad con la cual se integra.

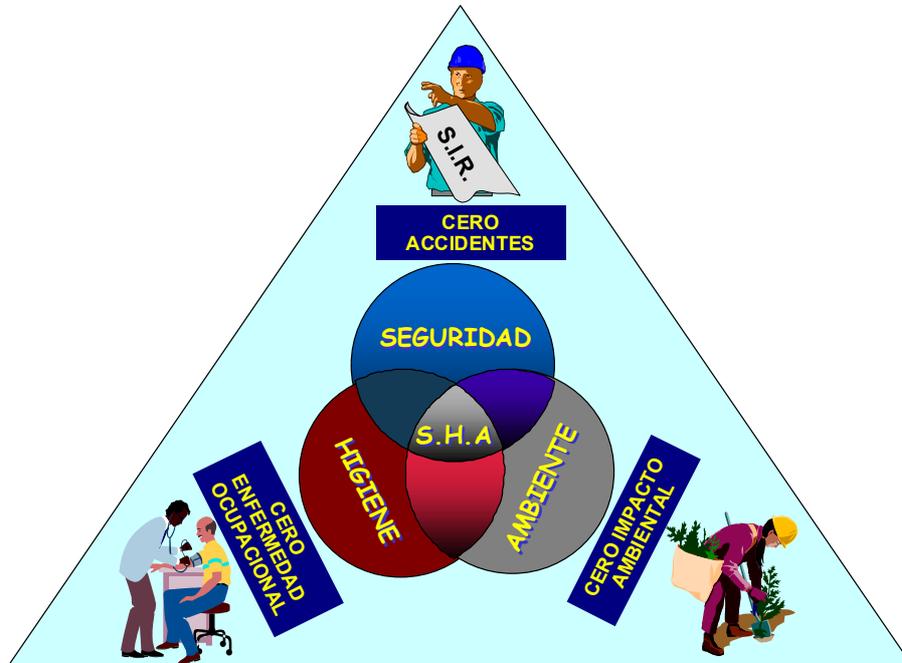


Figura 18.1 Política corporativa de SHA

El Sistema Integral de Riesgos (SIR), es una herramienta para la administración integral de los riesgos a la salud y seguridad de los trabajadores, a la integridad de las instalaciones y al ambiente. Esta conformado por 14 elementos y opera como un proceso secuencial, estructurado y documentado de planificación, implantación, verificación, auditoria y revisión sistemática de sus actividades clave, para el mejoramiento continuo de la gestión de la Corporación en seguridad, higiene y ambiente.

Objetivos del SIR:

- Minimizar la ocurrencia de accidentes personales y pérdidas materiales.
- Fortalecer cultura de seguridad y ambiente en el personal que labora en las actividades de perforación.

- Cumplir con la ley orgánica de prevención, condiciones y medio ambiente de trabajo.
- Eliminar los desechos generados durante las operaciones de perforación y reacondicionamiento de pozos.
- Cumplir con la ley penal del ambiente.
- Consolidar planes para el manejo de aspectos SHA.
- Erradicar fatalidades y minimizar las pérdidas.

Esquema de ejecución del SIR:

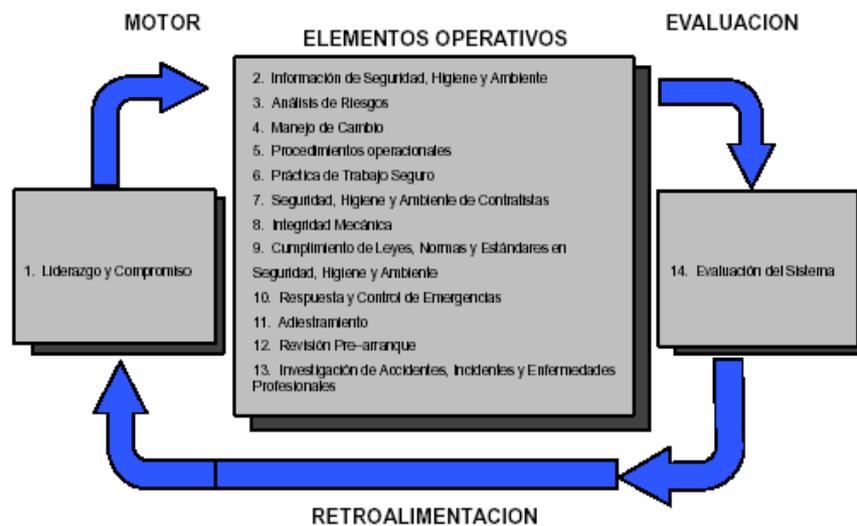


Figura 18.2 Enfoque de mejoramiento continuo del SIR-PDVSA

Descripción de los elementos operativos:

Tabla 18.8 Componentes operativos del SIR

ELEMENTOS OPERATIVOS DEL SIR			
INFORMACIÓN DE SEGURIDAD DE LOS PROCESOS	Registrar información sobre tecnología, diseño de equipos y cambios en los taladros.	INTEGRIDAD MECÁNICA DE EQUIPOS	Actualizar procedimientos para instalar, probar, inspeccionar y mantener equipos críticos.
ANÁLISIS DE RIESGOS DEL PROCESO	Identificar, evaluar, controlar riesgos y listar los equipos críticos que los controlan.	RESPUESTA Y CONTROL EMERGENCIA	Mantener planes escritos, específicos por taladro, para efectiva respuesta a emergencias.
MANEJO DEL CAMBIO	Evaluar y autorizar cambios de personal, infraestructura o tecnología, en el taladro.	ADIASTRAMIENTO	Adiestrar al personal según su rol operacional y responsabilidades de SHA en el taladro.
PROCEDIMIENTOS OPERACIONALES	Mantener instrucciones detalladas para efectuar en forma segura las operaciones.	REVISIÓN DE SEGURIDAD PRE-ARRANQUE	Verificar integridad y funcionalidad de equipos, luego de mudanza o mantenimiento mayor.
PRÁCTICAS DE TRABAJOS SEGUROS	Establecer procedimientos escritos de Trabajo SHA, para realizar las operaciones, mantenimiento y modificaciones en instalaciones.	INVESTIGACIÓN DE ACCIDENTES E INCIDENTES	Determinar causas de accidentes e incidentes y emitir recomendaciones para evitar su repetición.
SEGURIDAD DE CONTRATISTAS	Evaluar a las empresas y requerir que su personal este adiestrado en SHA. Y operaciones.	EVALUACIÓN DEL SISTEMA	Evaluar los elementos anteriores para verificar su cumplimiento.

Estrategias de implementación:

- Liderazgo visible de la gerencia de perforación.
- Responsabilidad directa de la línea supervisora.
- Normativas y procedimientos de trabajo actualizados, difundidos y auditados.
- Motivación y comunicación efectiva.
- Observación preventiva permanente.
- Capacitación y adiestramiento del personal.
- Análisis y divulgación de los eventos ocurridos en los equipos de perforación y reacondicionamiento de pozos.
- Contacto directo y permanente con la gerencia de seguridad de las y empresas contratistas involucradas en el proceso de perforación.

19. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

19. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

ANÁLISIS DE RENTABILIDAD.

El cálculo de la rentabilidad e indicadores económicos del proyecto, conceptualmente tiene como objetivo fundamental, facilitar la decisión acerca de la conveniencia de invertir en el proyecto.

La decisión desde el punto de vista económico, dependerá del resultado de la evaluación o indicadores económicos, Valor Presente Neto (VPN), Eficiencia de Inversión (EI), Tiempo de Pago Dinámico (TPD) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

19.1 ESTABLECER ESTRUCTURA DE COSTO DEL PROYECTO.

Esta se encuentra en la Ingeniería Detalle en los estimados de costos clase II:

- Labor: corresponde al costo de los sueldos, salarios y beneficios del personal, cuyo esfuerzo físico o intelectual está directa o indirectamente relacionado con las actividades de operación, mantenimiento y administración del proyecto.
- Materiales Generales: se refiere al costo de materiales que se utilizaran en las actividades de operación y mantenimiento de la propuesta. Tradicionalmente son:
 - Equipos y repuestos.
 - Productos químicos y aditivos que se utilizan en actividades de lubricación, limpieza, etc. Así como el combustible y lubricantes consumidos por grúas y equipos similares.
- Servicios Industriales: Se incluye el valor estimado de compra de electricidad, agua y cualquier otro insumo necesario para la operación del programa.

- **Servicios Contratados:** Comprende los costos estimados de los servicios de terceros, que se prestarán bajo contrato. Entre estos servicios generalmente se incluyen: mantenimiento, transporte, alquileres de equipos, herramientas, asistencia técnica entre otros.

19.2. PLAN DE DESEMBOLSOS.

Tabla 19.1. Plan de desembolso.

Tiempo (días)	10	15	36	43
Fase	Mudar	Hoyo Superficie	Hoyo Producción	Completación
Costo (MMBs)	777	359	1634	1048

19.3 ANÁLISIS DE RIESGO Y ÁRBOLES DE DECISIÓN.

Soporte a la predicción de problemas potenciales y planes de contingencia

Los riesgos asociados al proyecto de perforación se clasifican en:

- **Riesgo de Perforación.**

Tabla 19.2. Riesgos asociados a la Perforación.

Riesgo	Probabilidad de ocurrencia	Impacto Potencial	Acción a Tomar
Inestabilidad de Arcilla por alto tiempo de exposición	20%	Costo por tiempo	Incrementar la ROP (hidráulica óptima). Tratar el fluido de perforación.
Derrumbe de lutita en la Formación Pagüey	10%	Costo por tiempo	Diseñar ventana operacional del fluido acorde a la formación

Daño a la formación productora	50 %	Baja producción	Perforar bajo balance, Nuevas tecnologías
Revestidor producción no alcanza el fondo	50%	Costo por tiempo	Usar píldoras de lubricante mecánico en el hoyo.
Colapsamiento del hoyo	50%	Costo por tiempo	Estricto control de peso y reología del lodo
Extensión en el tiempo de ejecución, productos de problemas operacionales	20%	Costo por tiempo	Optimar diseño de mechas. Uso de píldoras lubricantes.
Deficiente cementación en el revestidor productor, pérdida del cemento formaciones fracturadas	30%	Costo por tiempo	Nuevas tecnologías en Cemento

➤ Riesgo de Personal y equipo.

Tabla 19.3 Riesgos asociados al personal y equipo.

Riesgo	Probabilidad de ocurrencia	Impacto Potencial	Acción a tomar
Falla del equipo de perforación (bombas, "top drive", etc.)	25%	Costo por tiempo	Exigir a la Contratista el funcionamiento óptimo de los equipos y acondicionar los mismos en función de la envergadura del proyecto, mantener repuestos en sitio.

➤ Riesgo del ambiente y entorno.

Tabla 19.4. Riesgos asociados al ambiente y entorno.

Riesgo	Probabilidad de ocurrencia	Impacto Potencial	Acción a tomar
Severidad de mal tiempo	15%	Costo por tiempo	Estimado de tiempo incluye estadística de tiempo perdido.
Problemas con las comunidades	30%	Costo por tiempo	Crear políticas efectivas de interacción con el entorno, incluir personal del área dentro de los ocasionales.

➤ Riesgo de estimación.

Tabla 19.5 Riesgos de estimación.

Riesgo	Probabilidad de ocurrencia	Impacto Potencial	Acción a tomar
Producción menor a la estimada.	30%	Objetivo	Revisar y Validar estudios de sensibilidad

➤ Riesgos de facilidades.

Tabla 19.6 Riesgos de facilidades.

Riesgo	Probabilidad de ocurrencia	Impacto Potencial	Acción a tomar
Desfase en la construcción y conexión de líneas de producción del pozo.	5%	Diferimiento de producción	Instalación de lazos de tubería y conectar a líneas existentes

19.4 DIAGRAMA DE ARAÑA Y TORNADO.

Para generar estos diagramas se utilizó el Modelo de Evaluaciones Económicas de Producción (MAEP), herramienta oficial de la Unidad de Negocios de Producción de PDVSA para la elaboración y presentación de las propuestas de Inversión. Incluye el modelo económico en sí y los formatos para la elaboración de la Hoja Resumen (HR) y el Resumen Técnico Económico (RTE) de la propuesta. Permite además, el almacenamiento de dichos documentos.

Datos económicos generales del proyecto:

Tabla 19.7 Datos económicos generales.

Año Base	2003	AÑOS
Horizonte Económico	20	
Tasa de Descuento	10,0	%
Tasa de Cambio	1.448	Bs/\$
% ISLR	50	%
% Regalía Crudo / Gas	30	30
% Aporte Legal A PDVSA	0,0	%
¿Aplica ISLR Si FC es Negativo?	NO	
¿Aplica %PDVSA Si FC es Negativo?	NO	
¿Aplica valor residual ?	NO	

Año Base: Se refiere al año al cual llevarán todos los flujos de caja a fin de calcular los indicadores económicos.

Aplica % ISLR si flujo de caja es negativo: Esta opción, permite incluir o no el escudo fiscal cuando el flujo de caja en cualquier año del Horizonte Económico sea negativo. En caso de que sea "SI", el modelo calculará ISLR negativos sobre flujos de caja negativos, en el caso contrario, el ISLR de flujos de caja negativo será 0. La opción por defecto es "NO"

aplica % PDVSA si flujo de caja es negativo: Esta opción, al igual que la opción anterior permite incluir o no el % Legal A PDVSA cuando el flujo de caja en cualquier año del Horizonte Económico sea negativo. En caso de que sea "SI", el modelo calculará % legal a PDVSA negativos sobre flujos de caja negativos, en el caso contrario, el % legal a PDVSA de flujos de caja negativo será 0. La opción por defecto es "NO".

Aplica valor residual: Esta opción, le indica al modelo si el valor residual que pueda tener un activo al final del Horizonte económico, se incluye como un ingreso en el flujo de caja. Por lineamiento, no se aplica valor residual.

Tabla 19.8 Resultados indicadores económicos.

Indicador económico	Resultado
Valor presente neto	1633,3
Tasa interna de retorno	17,9
Eficiencia de inversión	1,3
Tiempo de pago	4,1

El VPN es mayor que cero lo que significa que el proyecto satisface desde un punto de vista económico las exigencias requeridas. Lo anterior implica también que la inversión inicial, que se genera en el flujo cero, es recuperada a la tasa establecida y además representa excelentes ganancias adicionales. En la actualidad y conforme a los lineamientos financieros vigentes para la preparación de los planes a mediano y largo plazo, la Tasa Interna de Retorno mínima exigida por PDVSA es de 15% y la obtenida es 17,9%, lo que conduce a que la decisión económica sea la de realizar el proyecto, debido a que permite recuperar la inversión en el período definido como Horizonte Económico. La eficiencia de inversión, se determina como complemento a los indicadores tradicionales básicos como el VPN y TIR, la misma facilita la decisión sobre una propuesta determinada ya que representa la ganancia que se obtiene por cada dólar invertido, en éste caso por cada dólar que se invierta en el proyecto se obtiene una ganancia de 1,3 dólares.

19.4.1 Diagrama Araña.

Permite realizar el análisis de sensibilidad gráfico a las variables más importantes para el cálculo del VPN del Proyecto. Inversión, Gastos, precios y producción.

Cada variable es sensibilizada manteniendo las otras constantes. Este diagrama permite conocer las variables que mas peso tienen en el VPN, y elaborar un plan para garantizar que las mismas se comporten como lo estimado.

En el siguiente diagrama se pueden observar como se comportan las cuatro variables analizadas (producción, inversión, precios y gastos). El punto de cruce, corresponde al valor determinístico con cero variación.

NOMBRE DEL EVALUADOR:	COELLANO
TITULO DE LA PROPUESTA:	EVALUACION DEL POZO: SIN2X2
REGLON N°:	POZO: SIN2X2
FECHA	10-2002
TIPO DE PROPUESTA	POZO

%	-35,0%	-25,0%	-10,0%	0,0%	15,0%	20,0%	60,0%	80,0%
Producción	-311,29	244,30	1077,69	1633,28	2466,66			
Inversión			2025,541	1633,279	1044,886	848,755	-720,293	
Precios		-978,43	588,59	1633,28	3200,31	3722,65		
Gastos			2122,37	1633,28	899,64	655,09	-1310,58	-2377,23

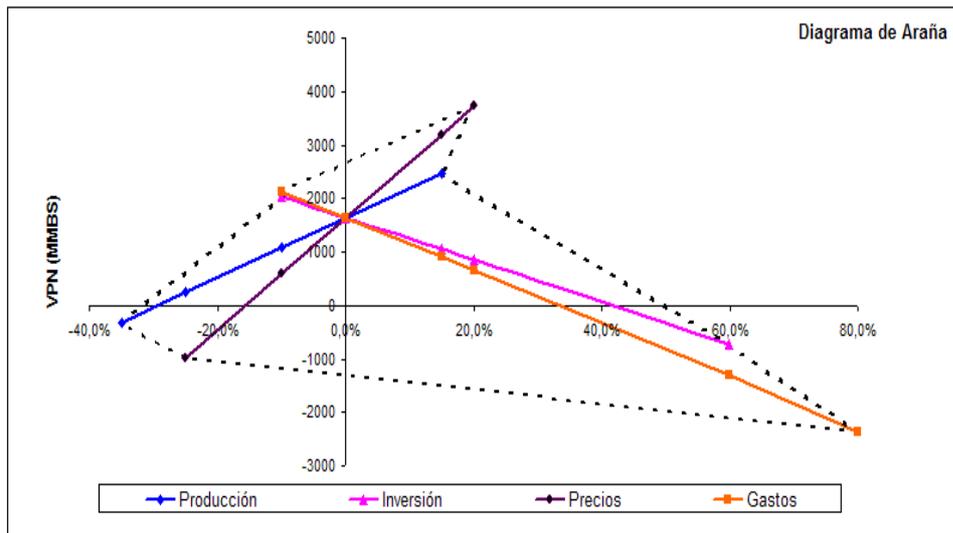


Gráfico 19.1 Diagrama araña para la localización Sin-2X2.

19.4.2 Diagrama Tornado.

El diagrama de Tornado al igual que el diagrama de araña permite sensibilizar gráficamente el efecto de algunas variables en el VPN del Proyecto. Inversión, Gastos, precios y producción. Cada variable es sensibilizada manteniendo las otras constantes. El análisis jerarquiza las variables de mayor a menor peso en el VPN.

NOMBRE DEL EVALUADOR:	COELLANO
TITULO DE LA PROPUESTA:	EVALUACION DEL POZO: SIN2X2
REGLON N°:	POZO: SIN2X2
FECHA	10
TIPO DE PROPUESTA	POZO

%	-35,0%	-25,0%	-10,0%	0,0%	10,0%	25,0%	35,0%	RANGO
Inversión	-2080,98	-978,43	588,59	1633,28	2677,96	4244,99	5289,68	7371
Precios	-311,29	244,30	1077,689	1633,279	2188,869	3022,254	3577,844	3889
Gastos	3345,11	2856,02	2122,37	1633,28	1144,18	410,54	-78,55	3424
Producción	3006,20	2613,93	2025,54	1633,28	1241,02	652,62	260,36	2746

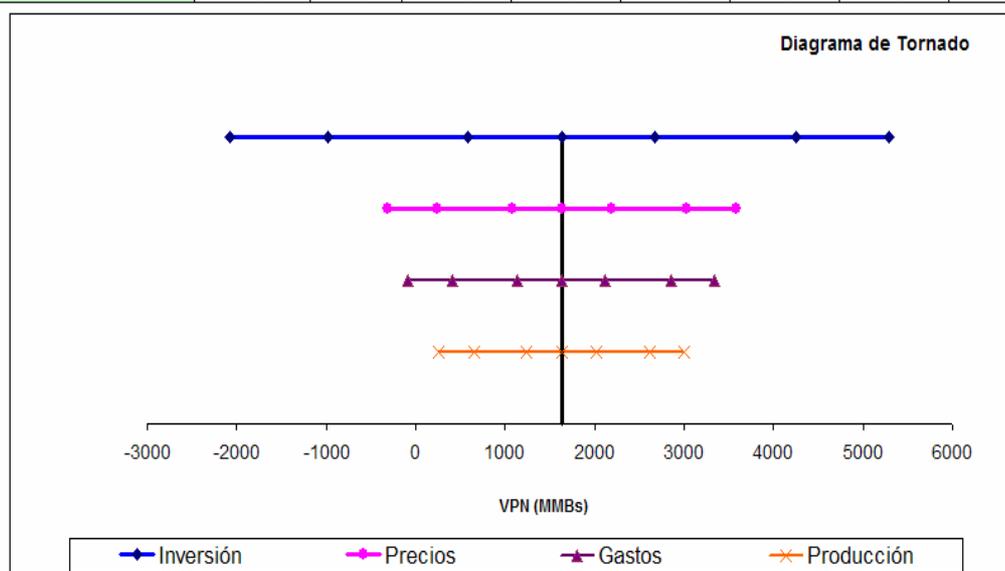


Gráfico 19.2 Diagrama tornado para la localización Sin-2X2.

En esta gráfica podemos concluir que la variable de mayor peso en el VPN es la inversión, seguida de los precios, los gastos y finalmente la producción. Esto permite al evaluar, centrar el control en las variables importantes: Inversión y Producción.

19.5 COSTO DE GENERACIÓN DE POTENCIAL.

El costo de generación es uno de los principales indicadores, ya que, determina el cambio de la eficiencia. Un incremento o disminución del costo de generación, implica que los desembolsos utilizados en la ejecución del trabajo y/o la generación aportada fue mayor o menor que lo estimado.

$$\text{Costo de generación (MBs./BPD)} = \frac{\text{Desembolsos Totales (MMBs.)}}{\text{Barriles de Pet. Generado (MBD)}} \quad \text{Ecuación 19.1}$$

$$\text{Costo de generación (MBs./BPD)} = \frac{3820 \text{ MMBs.}}{1 \text{ MBD}} = 3820 \text{ (MBs./BPD).}$$

CONCLUSIONES

- La planificación de los próximos pozos a ser perforados de la Unidad de Explotación Barinas Distrito sur, deben ser realizados bajo la metodología VCD.
- La metodología VCD permite la integración de cada uno de los miembros del proyecto.
- El VCD, conlleva a trabajar en la garantía del éxito volumétrico y mecánico de los pozos.
- Las métricas de yacimiento y pozo permiten determinar el índice de complejidad y grado de definición del proyecto durante su concepción.
- Las estimaciones de costo bajo la metodología VCD permiten abandonar un proyecto ante su ejecución cuando no se alcanzan los requerimientos mínimos de la Corporación.
- Los indicadores económicos para la localización SIN-2X1 fueron Tasa Interna de Retorno 2,56%, Valor Presente Neto 1922 MMBs, Eficiencia de Inversión 0,76 y un Tiempo de Pago 10,68 años, por lo cual no cumple con los requerimiento funcionales deteniendo la planificación del pozo.
- Los indicadores económicos para la localización SIN-2X2 fueron Tasa Interna de Retorno 17,9, Valor Presente Neto 1633 MMBs, Eficiencia de Inversión 1,3 y un Tiempo de Pago 4,1 años.
- Con el análisis de sensibilidad realizado a través del diagrama araña se pudo observar que al aumentar las inversiones más del 42% el proyecto no se hace rentable.

RECOMENDACIONES

- Mejorar la calidad del dato concientizando en la industria el valor agregado de la información para optimizar la planificación del proyecto.
- Ejecutar el VCD el primer semestre del año, de manera que todos los pozos pertenecientes al portafolio del año siguiente tengan la Ingeniería Básica completa.
- La planificación de la perforación de un pozo debe estar basado en la metodología VCD con el fin de garantizar el éxito mecánico y volumétrico.
- Continuar fomentando el trabajo en equipo dentro de las mesas de trabajo, destacando el rol que desempeña cada actor en la realización del proyecto.
- Realizar un estudio en la industria para establecer rangos de adaptación y límites para los niveles de función y complejidad calculados con las métricas a los yacimientos y pozos.
- Elaborar estudios geomecánicos al campo Sinco para determinar la dirección de los esfuerzos, para optimizar el proceso de perforación
- Aplicar el Costo Basado en Actividad (CBA), como herramienta para la optimización del costo.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] BRICEÑO Augusto J. **“Planificación y Control de Proyecto ”**. Tomo 1.
- [2] PDVSA Centro de Excelencia d Perforación. **“Sistema de Gerencia en Perforación y Rehabilitación de Pozos, Visualización, Conceptualización y Definición VCD”**.
- [3] www.lagoven.pdv.com/cgi.bin/ibw-display-pl/.o/ileaf//ggpic/book/menppal.pl
- [4] PDVSA. **“Guías de Estimación de Costo”**.
- [5] PDVSA CIED. **“Perforación Direccional”**. Marzo 1997.
- [6] MEDINA, Francisco y Rojas Julio. **“Criterios de Selección para la Perforación de Pozos Radio Corto”**. Tesis. Julio 1998.
- [7] V.V.A. CONSULTORES; Vasquez Andrés y Sánchez Marisela. **“Mecánicas de las Rocas I”**.
- [8] PDVSA. **“Manual de Diseño de Revestidores”**.
- [9] PDVSA INTEVEP. **“Manual de consulta rápida diseño de revestidores y tubería de producción”**.
- [10] www.intranet.eyp.pdv.com/ebmaep/manual-finanzas/capitulo8.htm
- [11] CORPOVEN S.A. Gerencia General de finanzas. **“Evaluación Económica de Proyectos”**. Año 1995.
- [12] ABDULRAZAG Y. Zekri; K. K. Jerbi and Mohamed. **“Economic Evaluation of Enhanced Oil Recovery”**. SPE 64727. Año 2000.

[13] www.lexico.pdv.com:80/~ibc03/venezuela.codigo_estratigrafico

[14] TECNOSINEGIA, Consultores Petrolero.”**Estudio Integrado de Yacimiento, campos Hatos, Sinco, Páez y Mingo, Estado Barinas**”. 1998.

[15] www.intranet.ey.pdv.com/eyo/producción/gertec/optimización/libromip.html

NOMENCLATURAS Y SIMBOLOS

\$: Dolar.

°F: Farenheit.

ρ : Densidad.

Φ : Porosidad.

’: pies.

”: pulgadas.

%AyS: Porcentaje de Agua y Sedimentos.

+E/-W: Coordenadas Locales, positivas hacia el este, negativas hacia el oeste.

+N/-S: Coordenadas Locales, positivas hacia el norte, negativas hacia el sur.

ANP: Arena Neta Petrolífera.

ANT: Arena Neta Total.

API: “Amarican Petroleum Institute”.

Az: Azimuth.

BA: Barriles de Agua.

Bbl: Barriles.

BES: Bombeo Electrosumergible.

BF: “Bouyancy Factor” (factor de flotabilidad).

BFD: Barriles de Fluido por Día.

BHA: “Botton Hole Assemble” (ensamblaje de fondo).

BN: Barriles Normales.

BNPD: Barriles Normales de Petróleo por Día.

BOP: "Blow Out Preventor" (conjunto de válvulas impide reventones).

Bs: Bolívares.

BTC: Conexión API trapezoidales Buttress.

Cap: Capacidad.

CBA: Costo Basado en Actividades.

COMPASS: “Computarized Planning and Analysis Survey”.

cp: Centipoise (unidad de viscosidad dinámica).

DE: Diámetro Externo.

DI: Diámetro Interno.

DLS: “Dog Leg Severity” (severidad de la pata de perro).

ECS: Escandalosa.

EI: Eficiencia de la Inversión.

EMR: Elevación de la Mesa Rotatoria.

ESP: “Electrosumergible Pump” (equipo de bombeo electrosumergible).

EUE: “External Upset Tubing Thread”, conexión API redonda.

FC: Flujo de Caja.

FE: Flujo Efectivo.

FEL: “Front End Loading”.

Ft: Pies.

gal: Galones.

GAPI: “Gamma Ray, API”

Gp: Gas producido.

GPM: Galones Por Minuto.

HCR: “Hydraulic Control Remote”.

HDI: Habilidad y Desarrollo de Inmuebles.

HP: “Horse Power” (caballos de fuerza).

HR: Hoja Resumen.

hr: Horas.

Hw: “Heavy Weight”.

Hz: Hertz.

IADC: “International Association Drilling Company”.

IJ: “Integral Joint”, conexión API redonda.

ING: Ingeniero.

IP: Índice de Productividad.

ISLR: Impuesto Sobre La Renta.

K: Permeabilidad.

Km: Kilómetro.

KOP: “Kick Off Point”.

LAG: Levantamiento Artificial por Gas.

Lbs: Libras.

Lbs/gal: Libras por galón.

LD: Conexión Premium, especiales para grandes diámetros.

LIC: Laboratorio Integrado de Campo.

Loc: Localización.

Long: Longitud.

LP: “Land Pipe”, tipo de rosca.

Lpb: Libra por barril.

Lpg: Libras por galón.

Lppc: Libras por pulgada cuadrada.

Lppca: Libras por pulgada cuadrada absoluta.

LTC: “Long Thread connector”, conexión API redonda.

LWD: “Logging While Drilling”.

m: Metros.

MAEP: Modelo Automatizado de Evaluación de Proyectos.

MARN: Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.

MD: "Measure Depth" (profundidad medida).

Md: Milidarcy.

MEM: Ministerio de Energía y Minas.

Mhz: Mega hertz.

MIJ: Conexión Premium, integral con sello metal – metal.

min: Minutos.

MIP: Metodología Integral de Productividad.

MIYA: Modelaje Integral de Yacimientos.

MM: Millones.

MTC: Conexión Premium, estándar con sello metal – metal.

MWD: “Measure While Drilling”.

Np: Petróleo producido.

NUE: “Non Upset Tubing Thread”, conexión API redonda.

Pa: Presión Actual.

Pc: Pies Cúbicos.

PDC: “Polycrystalline Diamond Compact”.

PDVSA: Petróleos De Venezuela Sociedad Anónima.

Pi: Presión Inicial.

POES: Petróleo Original En Sitio.

ppm: Partes por millón.

Prod: Producción.

psi: “Pound per Square Inch”.

PSM: Peso Sobre la Mecha.

Pulg: Pulgadas.

RAP: Relación Agua petróleo.

RA/RC: Reacondicionamiento y Recompletación.

REG: Tipo de rosca regular.

Rev: Revestidor.

RGP: Relación Gas Petróleo.

RPM: Revoluciones Por Minuto.

Rs: Relación Gas Petróleo en solución.

RTE: Resumen Técnico Económico.

s: Segundo.

SHA: Seguridad Higiene y Ambiente.

SIR: Sistema Integral de Riesgo.

SLH: Conexión Premium, especiales de alto rendimiento y línea reducida.

STC: Conexión API redonda, Short Thread connector.

sxs: Sacos.

TIR: Tasa Interna de Retorno.

TON: Toneladas.

TPP: Tiros Por Pie.

TVD: "True Vertical Depth" (Profundidad Vertical Verdadera).

UEY: Unidad de Explotación de Yacimientos

UTM: Universal Transverse Mercator (convención mundial para la clasificación de las coordenadas de los mapas).

VCD: Visualización, Conceptualización y Definición.

VIR's: Válvulas Impide Reventones.

VPN: Valor Presente Neto.

XH: Tipo de rosca extra grande.

XL: "Extreme Line", conexión API trapezoidal.

Activo: Cualquier recurso humano o físico con que cuenta la empresa.

Acuífero: Manto saturado de agua, horizonte productor de agua. Es común llamar *el acuífero* a la sección inmediatamente por debajo del contacto petróleo/agua.

Aditivo: Término usado para referirse a las sustancias que se agregan al lodo de perforación o a determinado producto para darle ciertas características.

Agua Connata: Agua que queda atrapada en un depósito sedimentario al tiempo que tal depósito se asienta.

Agua Meteórica: Agua subterránea que se deriva principalmente de la precipitación.

Ángulo de inclinación: Es el ángulo fuera de la vertical que marca la dirección del pozo, también se llama ángulo de deflexión.

Anticlinal: Configuración de las rocas estratificadas que se pliegan, en la que las rocas se inclinan en dos direcciones diferentes a partir de una cresta. Arco con la concavidad hacia arriba. La inversa de un anticlinal es un sinclinal.

Antiespumante: Sustancia que se emplea para eliminar la espuma mediante la disminución de la tensión superficial.

Anular: Espacio entre las paredes desnudas del pozo o entre ésta y la tubería de revestimiento.

Arcilla: Silicato de aluminio hidratado, formado por la descomposición de feldespato y otro silicato de aluminio.

Arena: Roca sedimentaria, formada por granos principalmente de cuarzo, consolidada en areniscas en las cuales se encuentran la mayoría de los yacimientos en Venezuela.

Arenisca: Roca Sedimentaria detrítica formada por la cementación de granos individuales del tamaño de arena compuesta comúnmente del mineral de cuarzo.

Arremetida: Entrada de fluido de la formación hacia el pozo.

Azimuth: Ángulo medido desde el Norte hasta el hoyo en dirección Este, con base en la escala completa del círculo de 360°.

Barril: Unidad volumétrica de medida que se emplea en la industria petrolera y equivale a 42 galones.

Basalto: Roca ígnea de grano finos en la que predominan los minerales de color oscuro, que consiste de más de 50 por ciento de feldespato plagioclasa y el resto de silicatos ferromagnesianos.

Basamento: Rocas indiferenciadas que subyacen a las rocas identificables más antiguas de cualquier región.

Brecha: Roca sedimentaria clástica formada por fragmentos angulares de tamaño tal que un porcentaje apreciable del volumen de roca consiste de partículas de tamaños de gránulo o más grande.

BUR “Build Up Rate”: Es el número de grados de aumento del ángulo de inclinación sobre una longitud específica. Generalmente se utiliza grados por cada 100 pies.

Buzamiento: Ángulo entre el plano de estratificación de la formación y un plano horizontal imaginario, medido en un plano vertical perpendicular al rumbo.

Cabezal: Extremo de las tuberías de revestimiento de los pozos, también llamado cabezote.

Calcita: Mineral compuesto de carbonato de calcio.

Caliza: Roca sedimentaria compuesta en gran parte por mineral de calcita, formada ya sea por procesos orgánicos o por procesos inorgánicos.

Campo: Área que corresponde a una extensión ininterrumpida del subsuelo en la cual se ha comprobado la existencia de depósitos de hidrocarburos.

Cementación: Operación especializada propia de la perforación, mediante la cual se fija de manera permanente en un sitio la tubería de revestimiento.

Circulación: Recorrido que hace el lodo a través de las bombas, mangueras, sarta de perforación, barrena y espacio anular.

Columna Geológica: Arreglo cronológico de las unidades de roca en forma columnar con las unidades más antiguas en el fondo y las más jóvenes en la cima

Contacto Petróleo/Agua: En un yacimiento es el nivel determinado por el límite natural en el que se pasa de un fluido a otro.

Coordenadas: Distancia en la dirección N-S y E-O a un punto dado.

Corrosión: Deterioro y desgaste lento de las instalaciones, equipos o materiales por causa de agentes diversos.

Costo: Cantidad que se paga por una cosa.

Cuarzo: Silicato mineral, compuesto esencialmente de tetraedros de silicio-oxígeno, con todos los oxígenos en un arreglo tridimensional.

Daño a la formación: Daño a la productividad de un pozo como resultado de una invasión a la formación de partículas o filtrado.

Deformación: Cambios que sufre un cuerpo en relación con su estado original en estado de reposo.

Deformación elástica: Deformación que sufre un cuerpo al aplicarle una fuerza, el cual vuelve a su estado original al dejar de sentir la fuerza.

Deformación plástica: Deformación que sufre un cuerpo al aplicarle una fuerza. Esta deformación es permanente.

Densidad: Propiedad de una sustancia que mide la cantidad de masa por unidad de volumen.

Desvío ó Alejamiento: Es la distancia horizontal de cualquier punto del hoyo al eje vertical a través del cabezal, también se le conoce como desviación horizontal o Alejamiento horizontal.

Discordancia: Superficie de erosión sepultada que separa dos masas de roca, la más antigua de las cuales estuvo expuesta a la erosión por un largo intervalo de tiempo antes del depósito de la más joven.

Dispersante: Toda sustancia química que promueve la dispersión de la fase dispersa.

Dolomita: Mineral compuesto de carbonato de calcio y magnesio

Drenaje: Acción y efecto de fluir el petróleo en los yacimientos hacia los pozos. El drenaje se debe controlar de tal manera que se logre la recuperación del mayor volumen de petróleo que hay en el subsuelo.

Ductilidad: Cuerpo que puede alargarse, estirarse y adelgazarse.

Elasticidad: Propiedad de los materiales que define que tanto puede resistir deformaciones pequeñas de las que se recupera completamente cuando cesa la fuerza que las produce.

Empacadura: Pieza que se usa en la perforación para sellar un horizonte o fijar la tubería aislando un nivel determinado.

Esquema: Representación gráfica y simbólica atendiendo sola a sus líneas o caracteres más significativos.

Estación de flujo: Centro de recolección de la producción en un campo. Son instalaciones para el depósito temporal de los hidrocarburos extraídos de los yacimientos.

Estimado de costo clase V: Son los que se realizan en la fase inicial y se basan en una descripción muy general del proyecto.

Estimado de costo clase IV: Se obtienen de información histórica de la base de datos.

Estimado de costo clase III: Se realizan al terminar el 60% de la ingeniería Básica.

Estimado de costo clase II: Se realizan al terminar completamente de la ingeniería Detalle. Con éste se toma la decisión de continuar con las fases más costosas del proyecto.

Estimado de costo clase I: Es el monto final con el cual se otorgó la buena-pro al contratista que ganó la licitación.

Estimulación: Operaciones diversas con las cuales se busca incrementar el rendimiento de un pozo.

Estratificación: Secuencia sedimentaria con planos bien definidos entre diversas rocas.

Estructura: Elemento tectónico como por ejemplo, un anticlinal que podría contener un depósito de hidrocarburos.

Factor de diseño: Se refiere a los parámetros, mediante los cuales pueden evaluarse la aptitud de un diseño de sarta. Corresponde a la relación entre la resistencia teórica del material dividida entre la carga aplicada.

Factor de seguridad: Se emplea para expresar cuan próxima se encuentra la carga aplicada a producir una falla. Corresponde a la relación entre la resistencia real del material y la carga real aplicada.

Falla: Fractura geológica a lo largo de la cual ocurre un movimiento, en el caso de la geología del petróleo podría originar trampas favorables a la acumulación de hidrocarburos.

Fase continua: Fase fluida que rodea completamente a la fase dispersa.

Fase dispersa: Fase constituida por las partículas separadas entre sí. Estas partículas están divididas finamente y están completamente rodeadas por la fase continua.

Feldespatos: Silicatos minerales compuestos de tetraedros de silicio-oxígeno y aluminio-oxígeno unidos en una red tridimensional con iones positivos encajados en dos intersecciones de la red de tetraedros cargados negativamente.

Final de la Construcción o EOB “End Of Build”: Es el punto en el cual se deja de construir ángulo, y comienza una sección tangencial.

Final de la Curva o EOC “End Of Curve”: Punto final en donde comienza la sección horizontal o la última sección de mantenimiento de ángulo.

Fluido: Material que ofrece poca resistencia a las fuerzas que tienden a cambiar de forma.

Forro: Pieza de la tubería de revestimiento con hendiduras de tamaños apropiados que se coloca frente a los horizontes productores.

Fósil: Evidencia de la vida en el pasado.

Gasto: Costo de las operaciones efectuadas por la empresa, aunque no den lugar a una salida de dinero u otro medio de pago inmediatamente, sino que se registran en la contabilidad externa.

Gerencia de proyectos: Es la encargada de visualizar y establecer las prioridades ubicándolas en un espacio y tiempo determinado con la finalidad de efectuar el proyecto.

Giro: Movimiento necesario desde la superficie del ensamblaje de fondo para realizar un cambio de dirección u orientación.

Gradiente geotérmico: Variación de la temperatura con respecto a la profundidad.

Gradiente de presión: Variación de la presión con respecto a la profundidad.

Gravedad: Tendencia de los cuerpos a dirigirse al centro de la tierra

Hidratación: Acto por medio del cual una sustancia admite agua por medio de adsorción o absorción.

Hidrocarburo: Compuesto de hidrógeno y carbono que arde en el aire formando agua y óxido de carbono.

Holgura: Espacio vacío que queda entre dos secciones.

Horizonte del suelo: Capa de suelo aproximadamente paralela a la superficie del terreno que poseen características que se pueden observar y que han sido producida mediante la operación de los procesos que forman los suelos.

Humectación: Adhesión de un líquido a la superficie de un sólido.

Informe post-mortem: Resumen que presenta las actividades más relevantes y acciones tomadas durante la perforación de un pozo.

Isópaco: Igual espesor.

Llenado de pozo: Bombeo de lodo en forma continua o intermitente para mantener el nivel de fluido del pozo cerca de la superficie.

Localización: Ubicación geográfica de un pozo.

Lodo: Fluido que se hace circular durante la perforación de un pozo con el fin de retirar los ripios del fondo del hoyo, enfriar la mecha y tubería de perforación, así mismo el lodo evita el derrumbe de las paredes del pozo.

Longitud del rumbo: Distancia a lo largo del hoyo entre las profundidades de dos registros.

Lubricante: Aditivo que reduce el rozamiento entre piezas que giran o se deslizan una sobre otras de manera de disminuir pérdida de energía, evitar el calentamiento y el desgaste.

Lutita: Arcilla de origen rocoso finamente granular.

Mandril: Herramienta diseñada para moverse dentro de una tubería y de esta manera verificar cualquier irregularidad en el diámetro interno de la misma.

Mapa isópaco: Es aquel en el cual se representa en grosor de una roca de una sección estratigráfica, también el espesor individual o total de las capas saturadas de hidrocarburos.

Mecha: Pieza que se coloca en el extremo de la tubería de perforación para que al girar corte y atraviese los estratos de la corteza terrestre cuando se perfora un pozo.

Mesa rotaria: Parte esencial del taladro que transmite movimiento a la tubería de perforación.

Método de mínima curvatura: Método que presupone que el pozo es un arco esférico con mínimo de curvatura, que hay un máximo de radio de curvatura entre puntos o estaciones.

Movilidad: Propiedad de un fluido, relativo a su capacidad de desplazamiento.

“Multi-shot”: Registro de toma múltiple que se utiliza para determinar el rumbo y la inclinación de un pozo.

Pata de perro: Cualquier cambio de ángulo severo entre el rumbo verdadero o la inclinación de dos secciones del hoyo.

Pérdida de circulación: Pérdida de lodo hacia la formación a través de grietas o medio poroso.

Pérdida de filtrado: Es la cantidad de agua perdida a través de la formación permeable cuando se somete un lodo a presión diferencial.

Permeabilidad: Propiedad de una roca de permitir el movimiento de un fluido a través de la red de poros interconectados.

Petrofísica: Estudio de las propiedades y características de las rocas, particularmente en base a la interpretación de los perfiles.

Petróleo: Mezcla compleja de hidrocarburos que se acumula en la roca, en la que predominan los compuestos parafínicos y los cicloparafínicos.

Planificación: Proceso de análisis para estructurar el proyecto.

Porosidad: Propiedad de una roca de tener espacios vacíos (poros). Se expresa como la fracción del volumen bruto que no está ocupado por la matriz.

Pozo: Hoyo que se perfora para buscar o poner a producir hidrocarburos.

Presión: Es la fuerza ejercida sobre una superficie por unidad de área.

Presión diferencial: Es la diferencia entre la presión hidrostática de la columna de lodo y la presión de la formación a una determinada profundidad.

Presión de fondo: Se refiere a la presión medida en el fondo del hoyo dentro del pozo de forma que permite evaluar los yacimientos.

Presión hidrostática: Es la presión que ejerce una columna de fluido.

Preventores: Válvulas de seguridad que se colocan en el cabezal de los pozos para evitar un reventón.

Procura: Adquisición de materiales que PDVSA realiza a través de una filial.

Profundidad Medida (MD): Es la profundidad en el pozo direccional, que se hace con la medición de la sarta (tubería) de perforación, midiendo la longitud del hoyo.

Profundidad vertical verdadera (TVD): Es la distancia vertical de cualquier punto dado del hoyo a la planchada del Taladro.

Punto de desvío o KOP “Kick Off Point”: Es la profundidad del hoyo en el cual se coloca la herramienta de deflexión inicial y se comienza el desvío del mismo.

Punto de entrada “Entry Point”: Punto de entrada a la arena objetivo.

Recobro: Porcentaje de hidrocarburo que se extrae de un yacimiento en relación a la cantidad total originalmente en el subsuelo.

Registro: Conjuntos de medidas diversas en un pozo, que permiten la determinación de los tipos de roca, el contenido de fluido, los resultados de las diversas operaciones como cementación, dirección del hoyo y otros.

Resistividad: Resistencia eléctrica que se ofrece al paso de una corriente. Es la recíproca de la conductividad.

Revoque: Capa de lodo de perforación que cubre las paredes de un pozo, evitando el derrumbe.

Ripio: Fragmento de roca cortado por la mecha durante la perforación de un pozo.

Rocas: Agregados de minerales de diferentes clases en proporciones variables.

Rocas dúctiles: Son las que admiten grandes deformaciones sin llegar a romperse.

Roca Ígnea: Agregados de silicatos minerales entrelazados, formado por el enfriamiento y solidificación del magma.

Roca Sedimentaria: Roca formada por la acumulación de sedimento, que pueden constituirse de fragmento de rocas de varios tamaños.

Rotor: Parte móvil de un motor de fondo.

Rumbo: Es el ángulo medido desde el norte geográfico hasta la línea intercepción entre un plano horizontal de referencia y el plano que define la dirección del estrato, (Plano del tope o de la base del estrato).

Saturación: Acción y efecto de estar una roca impregnada de fluido.

Sección aumentada “Build Section”: Es la parte del hoyo, después del arranque inicial, donde el ángulo de desvío aumenta. También se conoce como sección de construcción del ángulo.

Sección de descenso: Es la parte del hoyo, después de la sección tangencial, donde el ángulo de inclinación disminuye.

Sección estratigráfica: Intervalos de horizontes, posición determinada de los mantos en un sitio o en un pozo.

Sección tangencial: Es la parte del hoyo, después del aumento de ángulo de desvío, donde el ángulo de desvío y la dirección se mantienen constantes.

Severidad de la pata de perro: Es la tasa de cambio de ángulo real entre las secciones, expresadas en grados sobre una longitud específica.

“Side Track” : Es el caso de un pozo, en proceso de perforación que no "marcha" según la trayectoria programada, bien sea por problemas operacionales o fenómenos inherentes a las formaciones atravesadas. También pozos ya perforados a los cuales se le desea abandonar el hoyo viejo por diversos problemas como: producción de fluidos indeseables, arena, pescados y otros.

“Single Shot”: Registro de toma sencilla que se utiliza para medir la dirección magnética del rumbo del pozo sin entubar y su inclinación con respecto a la vertical.

Surfactantes: Principio activo de los detergentes que se agregan a una sustancia para disminuir la tensión superficial.

Tolerancia del objetivo: La máxima distancia en la cual el objetivo puede ser errado.

Tubería: Línea o conducto para transportar un fluido.

Viscosidad: Se refiere a la resistencia del fluido a fluir.

Yacimiento: Acumulación de petróleo en el subsuelo, que tiene límites definidos y es impermeable a los fluidos confinados.

Zapata: Extremo inferior de la tubería de revestimiento que sirve para el anclaje contra el fondo del pozo.

APÉNDICES

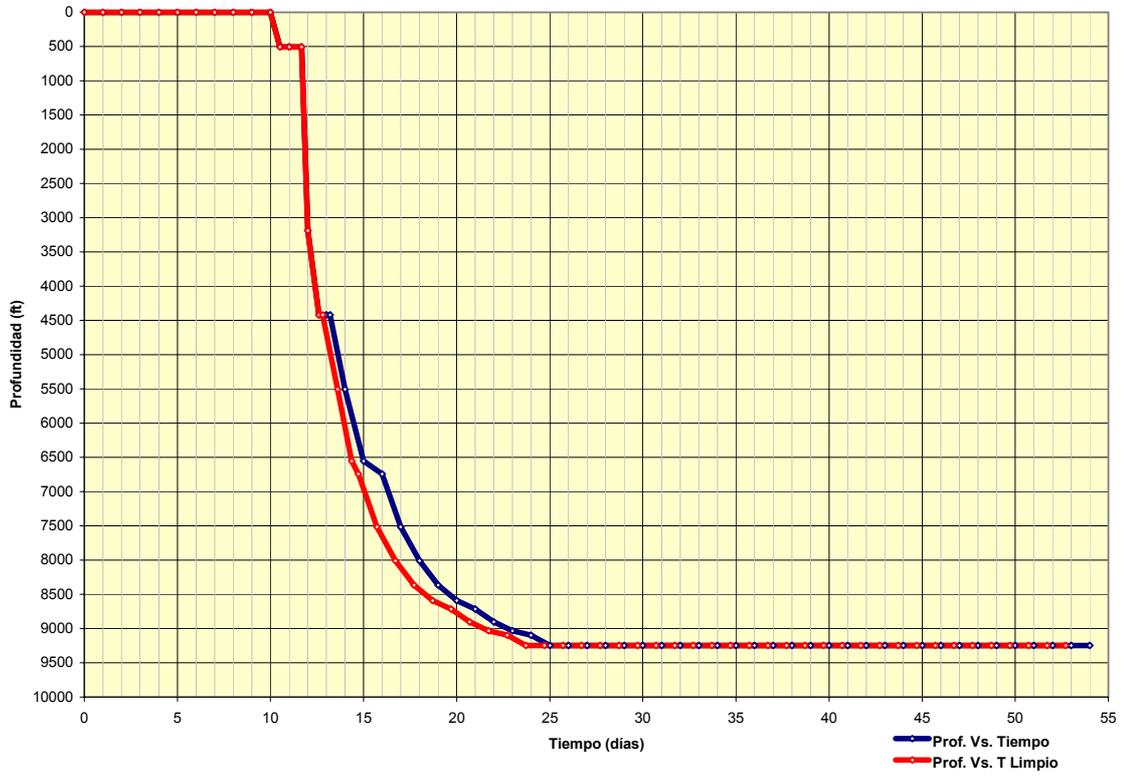
APÉNDICE A

A.-Stick Chart y Tiempos de Operaciones

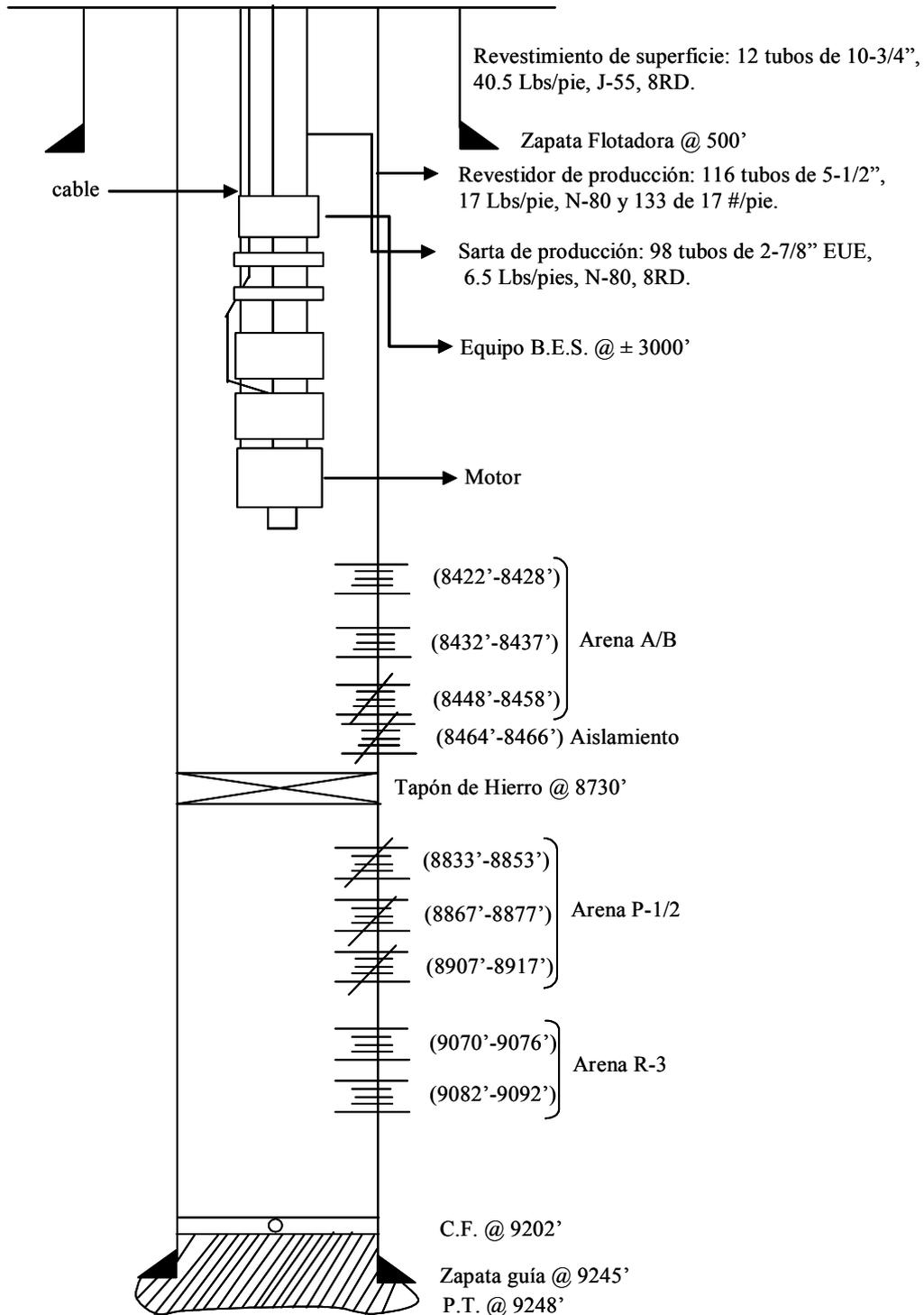
Fase	Etapa	Actividad	Tiempo (día)	Total de Etapa
Mudar	Trabajando	Mudando y Vistiendo	10,5	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	
		Tiempo Perdido	0	10
Hoyo Superficie	Perforar	Perforar	0,5	
		Viajar	0	
		Circular	0	
		Otros	0	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	
		Tiempo Perdido	0	0,5
	Revestir	Bajar Rev./Liner	0,5	
		Cementar	0,666666667	
		Circular	0	
		Otros	0	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	
Tiempo Perdido		0	1,166666667	
Hoyo Producción	Perforar	Perforar	9,291666667	
		Viajar	2,260416667	
		Circular	0,395833333	
		Repaso	0,208333333	
		Toma de registro	0,729166667	
		Otros	0	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0,15625	
		Tiempo Perdido	1,291666667	14,33333333
	Revestir	Bajar Rev./Liner	1	
		Cementar	0	
		Circular	0	
		Otros	1	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	
Tiempo Perdido		0	2	
Completar	Completación	Completar	26	
		Otros	0	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	
		Tiempo Perdido	0	26
Tiempo Total (días)				54
Tiempo Total Limpio (días)				52,55208333
% FTP				8,747640025

Tabla Resumen de los Tiempos de Operación Sin-77.

Profundidad vs Tiempo Sin-77



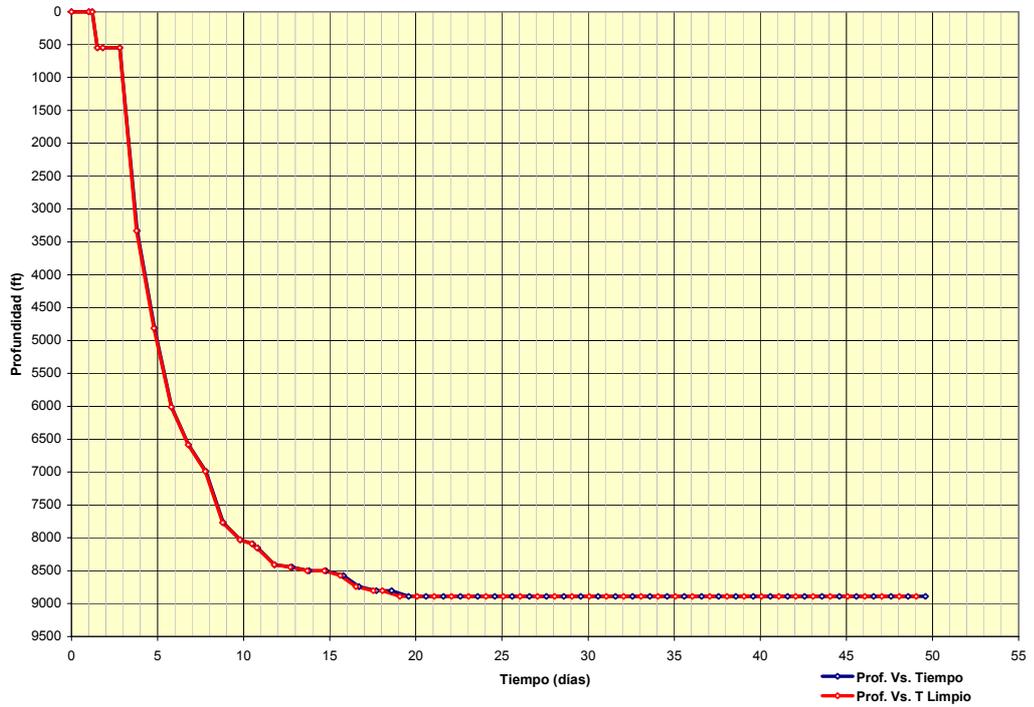
Esquema Mecánico Sin-77



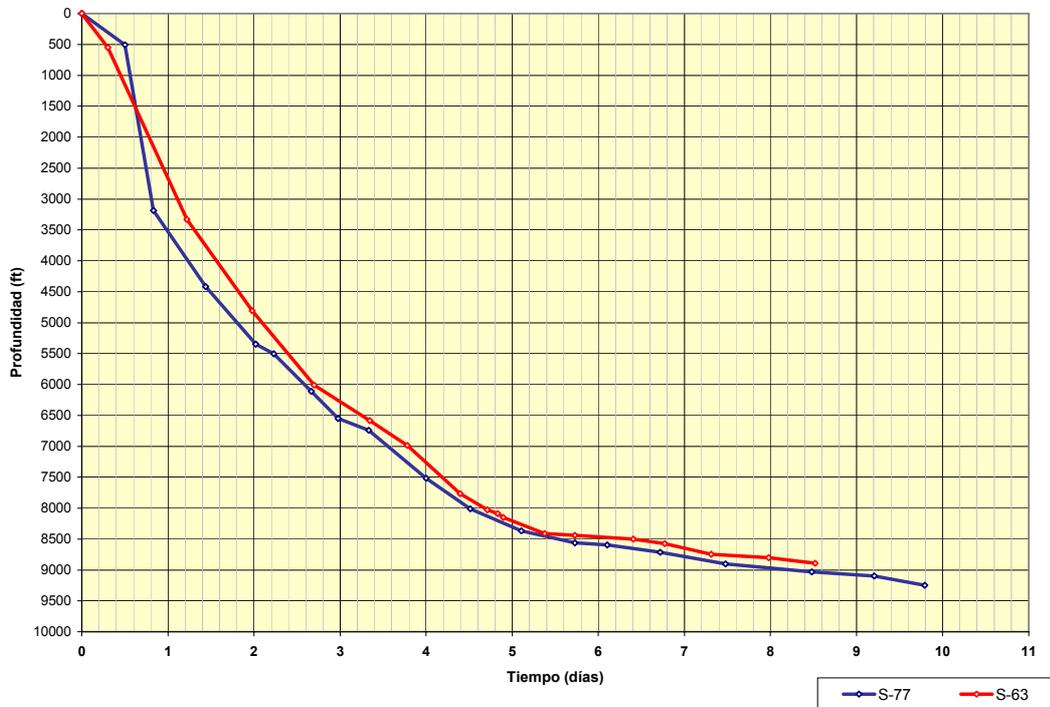
Fase	Etapa	Actividad	Tiempo (día)	Total de Etapa
Mudar	Trabajando	Mudando y Vistiendo	1,208333333	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	
		Tiempo Perdido	0	1,208333333
Hoyo Superficie	Perforar	Perforar	0,302083333	
		Viajar	0,09375	
		Circular	0,03125	
		Otros	0	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	
		Tiempo Perdido	0	0,427083333
	Revestir	Bajar Rev./Liner	0,083333333	
		Cementar	0,416666667	
		Circular	0	
		Otros	0,677083333	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	
Tiempo Perdido		0	1,177083333	
Hoyo Producción	Perforar	Perforar	8,729166667	
		Viajar	3,739583333	
		Circular	0,708333333	
		Repaso	0,104166667	
		Toma de registro	0,791666667	
		Otros	3,935416667	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	
		Tiempo Perdido	0,489583333	18,49791667
	Revestir	Bajar Rev./Liner	0,0625	
		Cementar	0	
		Circular	1	
		Otros	3,166666667	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	
Tiempo Perdido		0	4,229166667	
Completar	Completación	Completar	24	
		Otros	0	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	
		Tiempo Perdido	0	24
Tiempo Total (días)				49,53958333
Tiempo Total Limpio (días)				49,05
% FTP				2,053477805

Tabla Resumen de los Tiempos de Operación Sin-63.

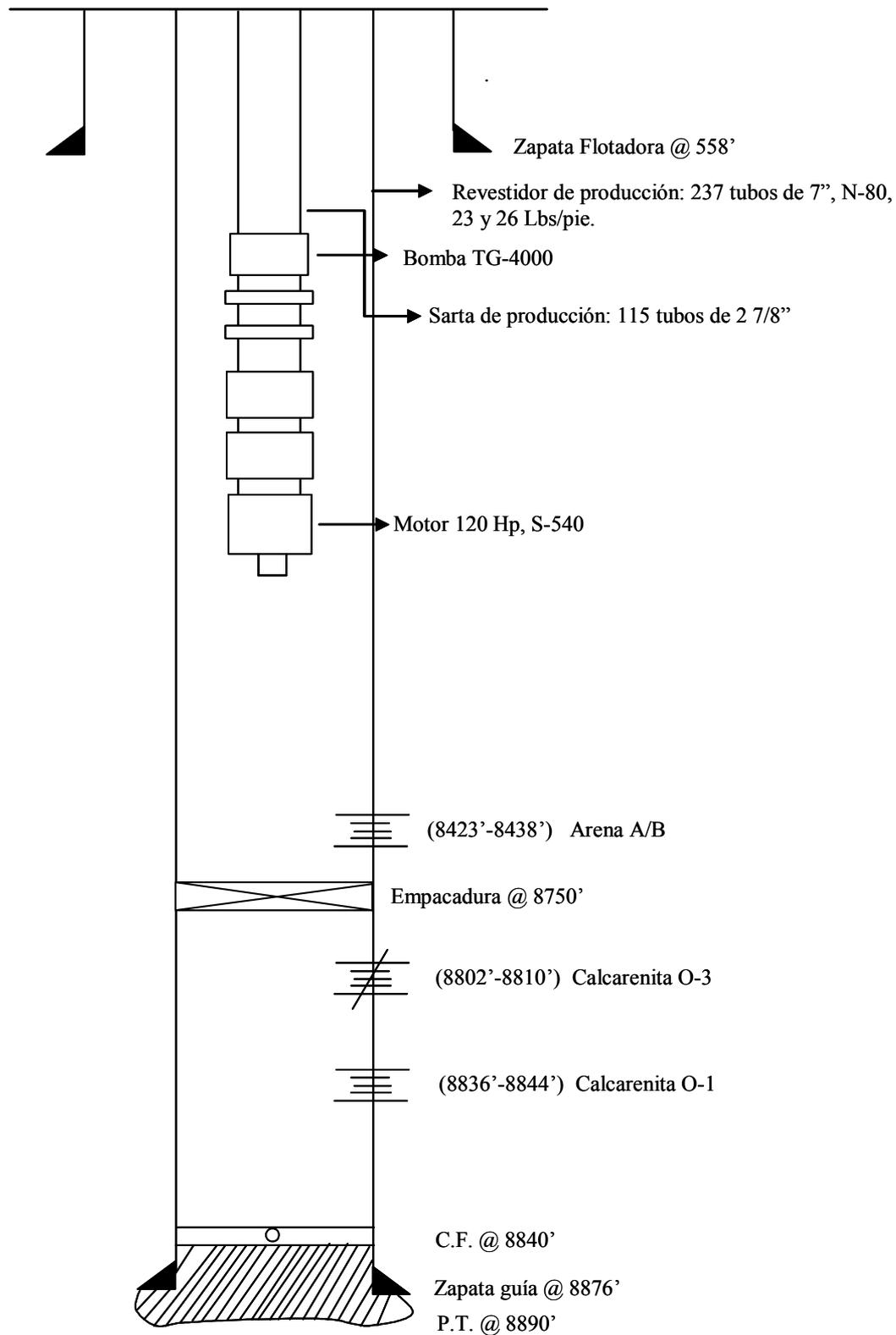
Profundidad vs Tiempo Sin-63



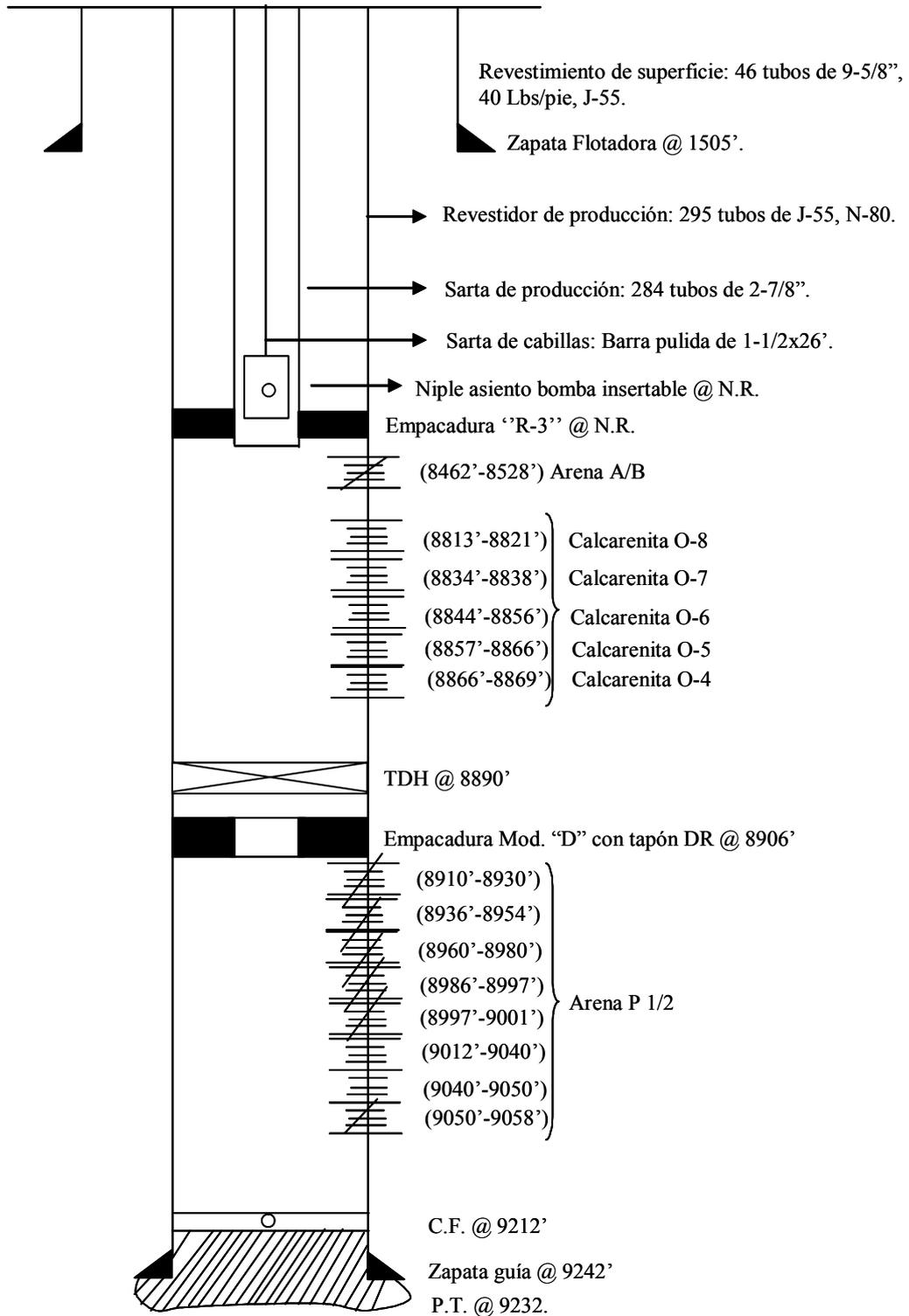
Perforabilidad vs Tiempo



Esquema Mecánico Sin-63



Esquema Mecánico Sin-32

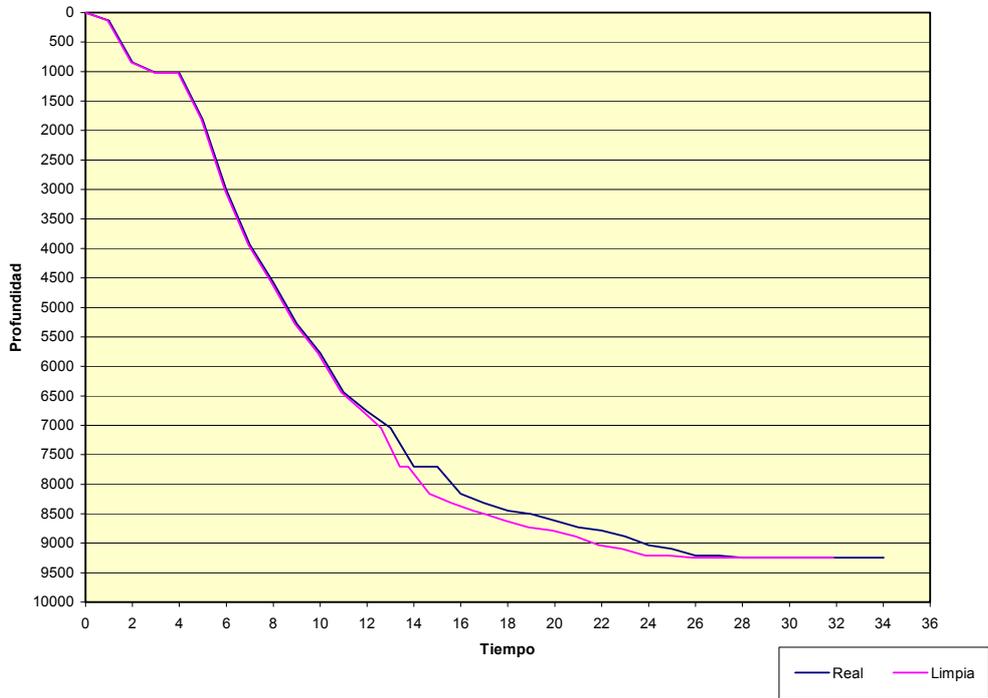


Fase	Etapa	Actividad	Tiempo (hr)	Total de Etapa (d)
Hoyo Superficie	Perforar	Perforar	28,25	
		Viajar	4,75	
		Circular	2,75	
		Repaso	0	
		Toma de registro	2,25	
		Otros	0	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	1,583333333
		Tiempo Perdido	0	
	Revestir	Corriendo casing cementando	12,5	
		Instalando Valvula Esperando Fraguado	15,5	
		1,166666667		
Hoyo Producción	Perforar	Perforar	335	
		Viajar	121,75	
		Circulo	26,25	
		Repaso	3,75	
		Toma de registro	18	
		Otros	11,25	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	8,5	23,39583333
		Tiempo Perdido	37	
	Revestir	Corriendo casing cementando	0	
		Instalando Valvula Esperando Fraguado	10	
Otros		8,5		
		0,770833333		

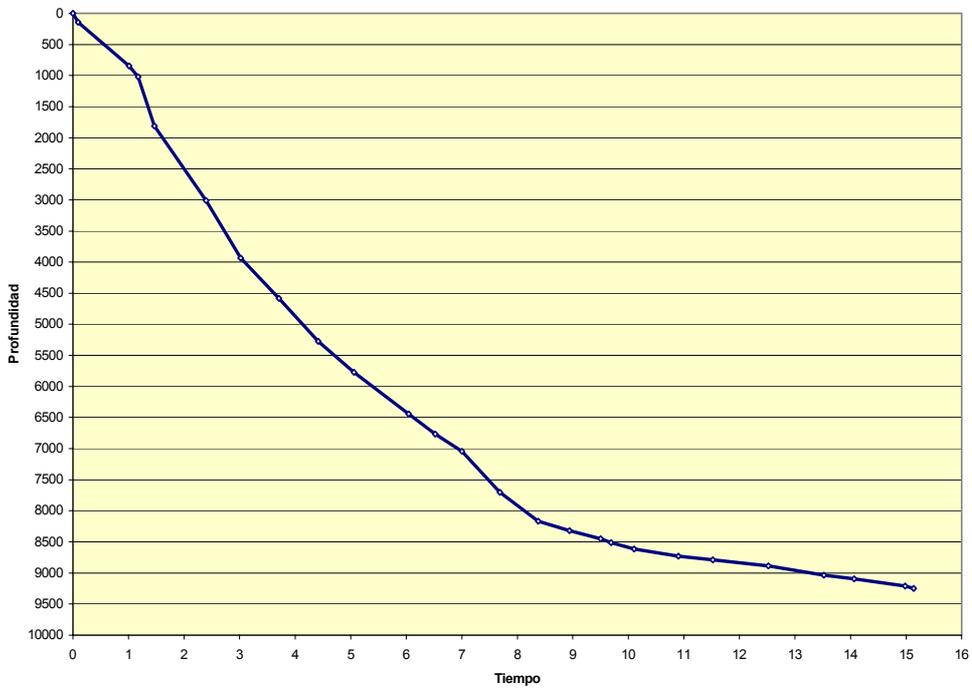
Completación	
Tiempo (hr)	303,5
Tiempo (d)	12,64583333
Total	316,1458333

Tabla Resumen de los Tiempos de Operación Sin-81.

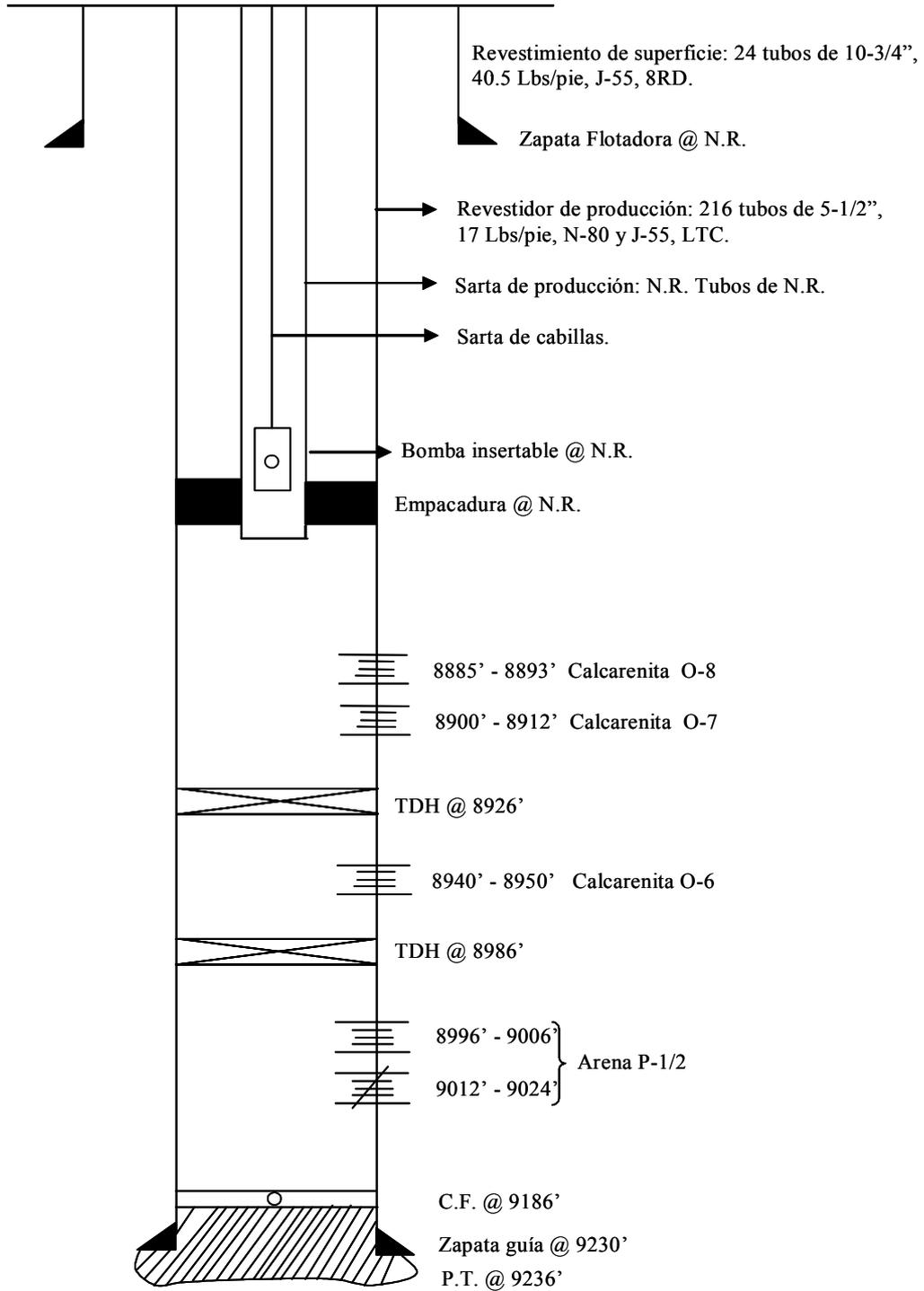
Profundidad vs Tiempo Sin-81



Perforabilidad vs Tiempo Sin-81



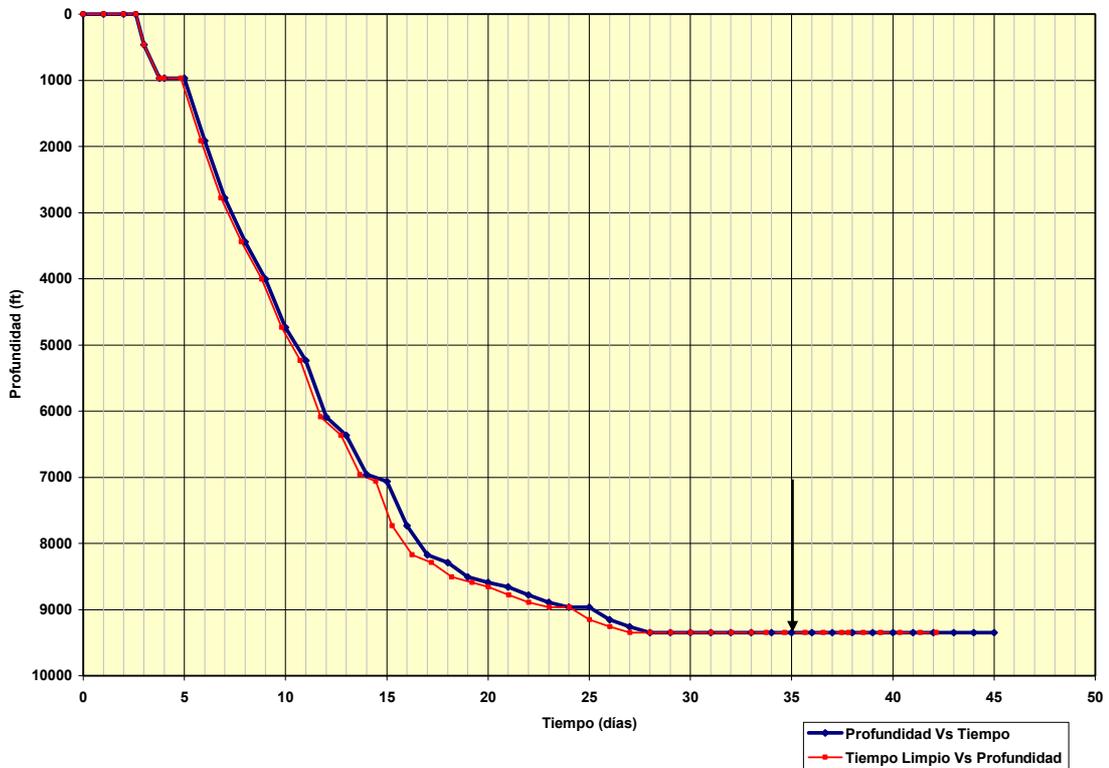
Esquema Mecánico Sin-81



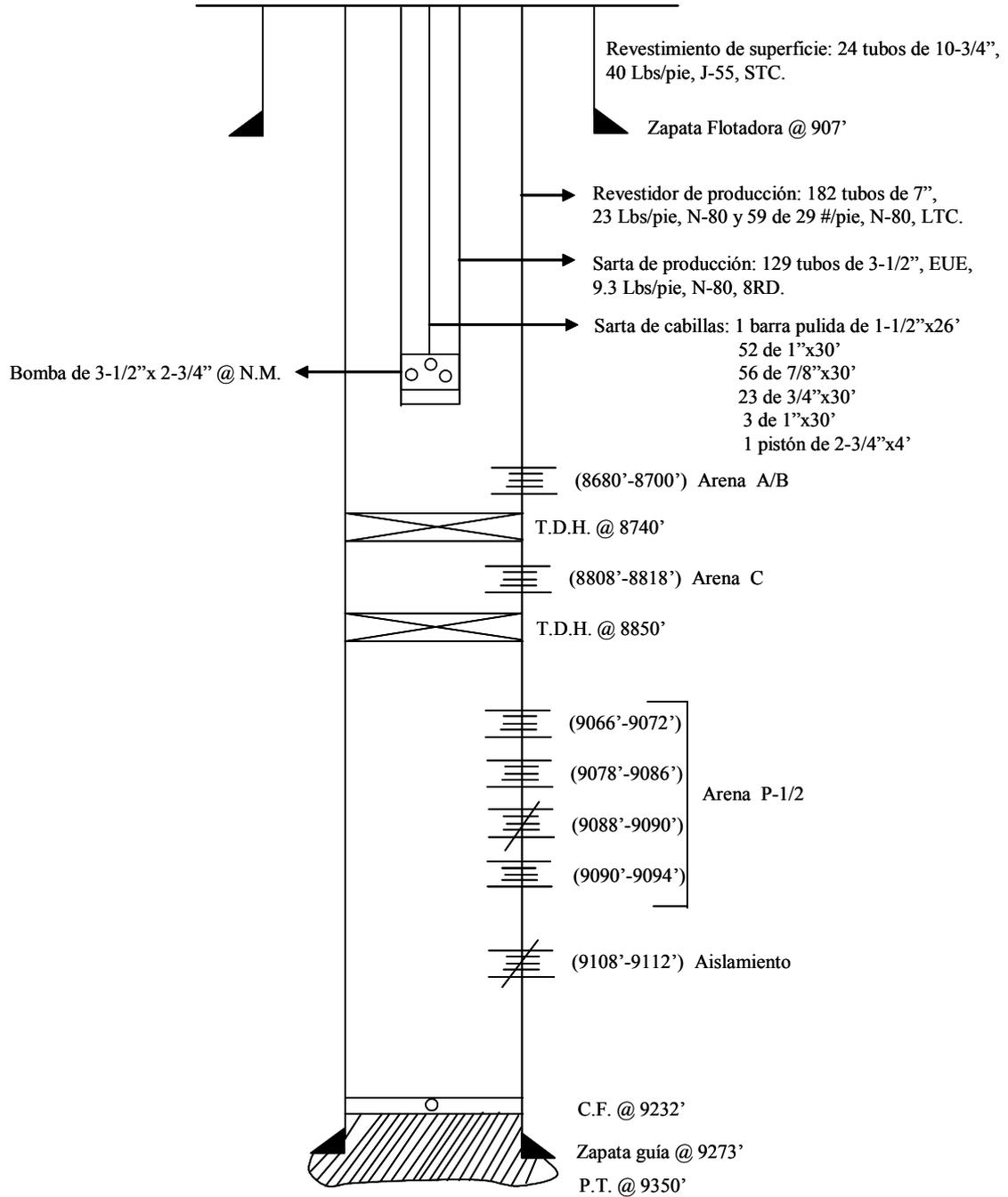
Fase	Etapa	Actividad	Tiempo (día)	Total de Etapa
Completar	Completación	Cañonear	0,333333333	
		Armar Sarta de completación	0,729166667	
		Bajar Completación	3,375	
		Registros	0,291666667	
		Asegurar Pozo	0,125	
		Evaluar Yacimiento	1,875	
		Otros	1,770833333	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0,583333333	10,10416667
	Tiempo Perdido	1,020833333		
	Tiempo Total (días)			
Tiempo Total Limpio (días)				42,08333333
% FTP				9,716312057

Tabla Resumen de los Tiempos de Operación Sin-83

Profundidad vs Tiempo Sin-83



Esquema Mecánico Sin-83



Fase	Etapa	Actividad	Tiempo (día)	Total de Etapa	
Mudar	Trabajando	Desvestir	1	2,604166667	
		Transportar	0		
		Vestir	1,375		
		Mantenimiento	0,229166667		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0		
		Tiempo Perdido	0		
Hoyo Superficie	Perforar	Perforar	0,854166667	1,66666667	
		Viajar	0,145833333		
		Circular	0,083333333		
		Repaso	0,020833333		
		Toma de registro	0,0625		
		Otros	0		
		Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema		0
	Tiempo Perdido	0			
	Revestir	Bajar Rev./Liner	0,229166667		1,6875
		Cementar	0,625		
		Circular	0,083333333		
		Instalar y desintalr Cabezal/VIR	0,3125		
		Registros	0		
		Limpiar Rev./Camisa	0		
		Pruebas	0,020833333		
		Otros	0,229166667		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0,020833333		
	Tiempo Perdido	0,166666667			
Hoyo Producción	Perforar	Perforar	16,875	24,75	
		Viajar	3,083333333		
		Circulo	0,979166667		
		Repaso	0,166666667		
		Toma de registro	1,041666667		
		Otros	1,8125		
		Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema		0,5625
	Tiempo Perdido	0,229166667			
	Revestir	Bajar Rev./Liner	0,416666667		4,625
		Cementar	0,125		
		Circular	0,083333333		
		Instalar y desintalr Cabezal/VIR	0,083333333		
		Registros	0		
		Limpiar Rev./Camisa	0		
		Pruebas	0		
		Otros	3,645833333		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0		
	Tiempo Perdido	0,270833333			

Tabla Resumen de los Tiempos de Operación Sin-83

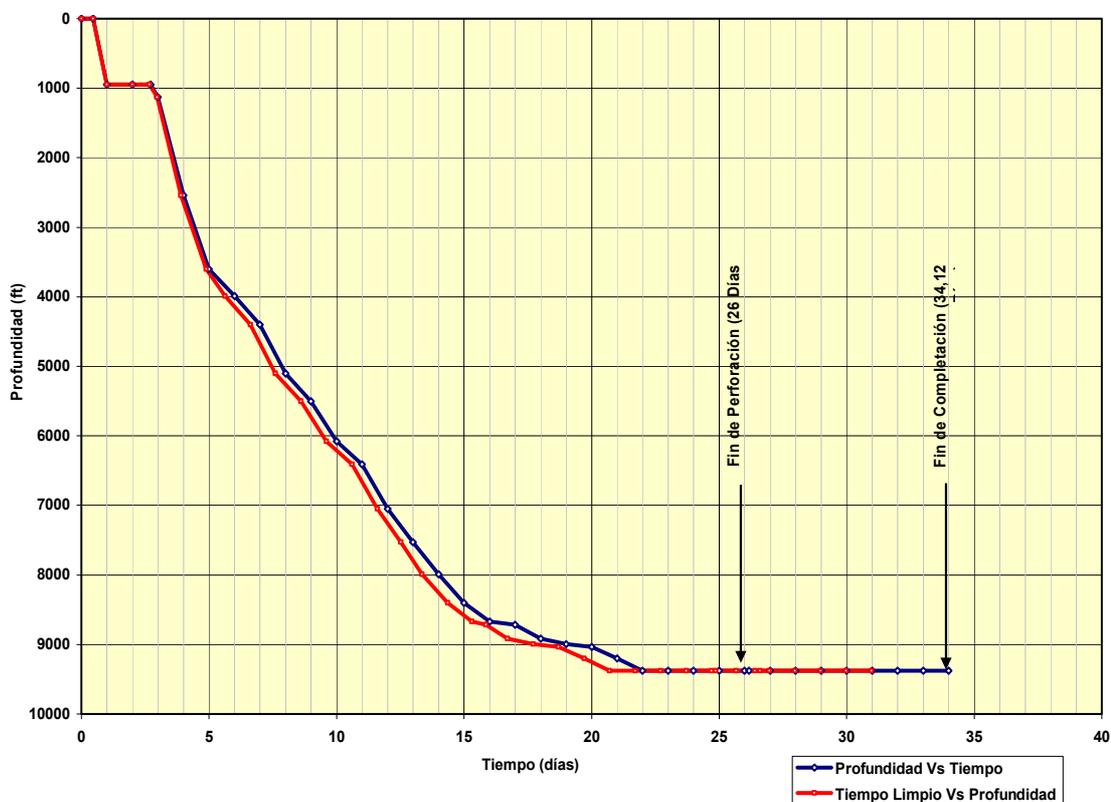
Fase	Etapa	Actividad	Tiempo (día)	Total de Etapa
Mudar	Trabajando	Desvestir	0	0,729166667
		Transportar	0,25	
		Vestir	0,479166667	
		Mantenimiento	0	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	
		Tiempo Perdido	0	
Perforar Hoyo Superficie	Perforar	Perforar	0,583333333	1,666666667
		Viajar	0,0625	
		Circular	0,104166667	
		Repaso	0	
		Toma de registro	0,020833333	
		Otros	0	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	
		Tiempo Perdido	0	
	Revestir	Bajar Rev./Liner	0,25	
		Cementar	0,583333333	
		Circular	0,041666667	
		Instalar y desintalar Cabezal/VIR	0,5	
		Registros	0	
		Limpiar Rev./Camisa	0	
		Pruebas	0,020833333	
		Otros	0,229166667	
		Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	
	Tiempo Perdido	0,041666667		
Perforar Hoyo Producción	Perforar	Perforar	14,35416667	21,29166667
		Viajar	3,229166667	
		Circular	0,916666667	
		Repaso	0,104166667	
		Toma de registro	0,8125	
		Otros	0,583333333	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0,645833333	
		Tiempo Perdido	0,645833333	
	Revestir	Bajar Rev./Liner	0,4375	
		Cementar	0,104166667	
		Circular	0,145833333	
		Instalar y desintalar Cabezal/VIR	0	
		Registros	0	
		Limpiar Rev./Camisa	0	
		Pruebas	0	
Otros		1,270833333		
Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0		
	Tiempo Perdido	0		

Tabla Resumen de los Tiempos de Operación Sin-84

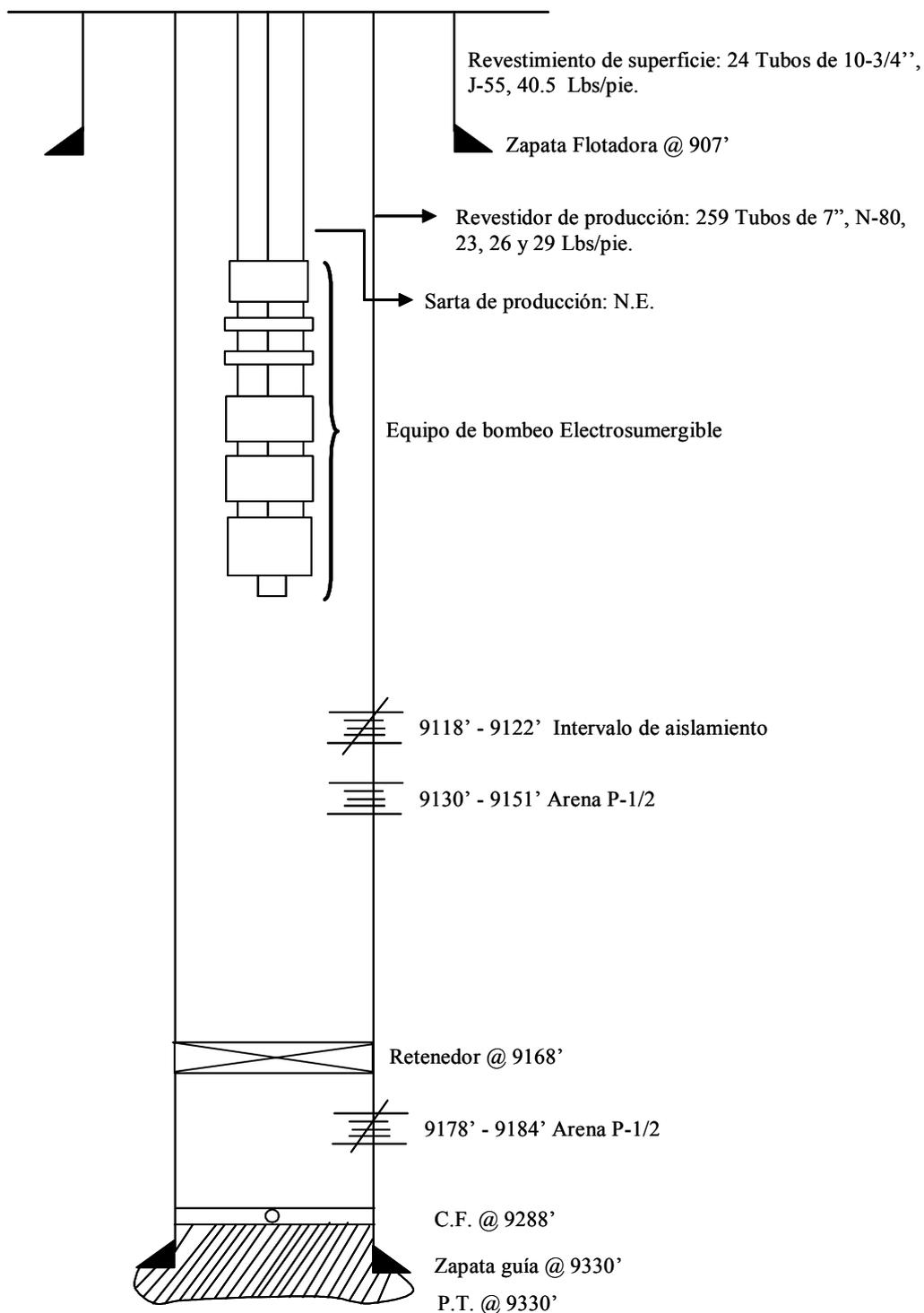
Fase	Etapa	Actividad	Tiempo (día)	Total de Etapa
Completar	Completación	Cañonear	0,083333333	
		Armar Sarta de completación	0,166666667	
		Bajar Completación	3,020833333	
		Registros	0,270833333	
		Asegurar Pozo	0	
		Evaluar Yacimiento	0	
		Otros	3	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0,833333333	8,166666667
	Tiempo Perdido	0,791666667		
	Tiempo Total (días)			34,58333333
Tiempo Total Limpio (días)			31,625	
% FTP			13,01558203	

Tabla Resumen de los Tiempos de Operación Sin-84

Profundidad vs Tiempo Sin-84



Esquema Mecánico Sin-84



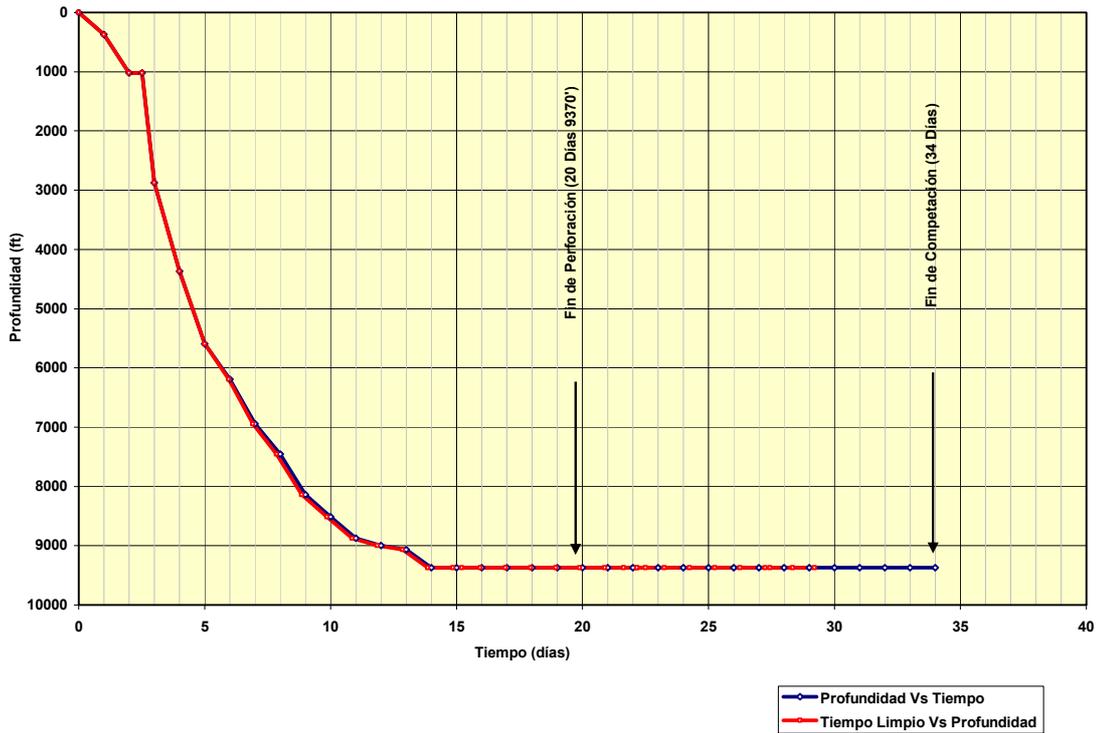
Fase	Etapa	Actividad	Tiempo (día)	Total de Etapa	
Mudar	Trabajando	Desvestir	0	0,770833333	
		Transportar	0		
		Vestir	0,354166667		
		Mantenimiento	0,416666667		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0		
		Tiempo Perdido	0		
Perforar Hoyo Superficie	Perforar	Perforar	1,208333333	1,229166667	
		Viajar	0		
		Circular	0		
		Repaso	0		
		Toma de registro	0,020833333		
		Otros	0		
		Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema		0
	Tiempo Perdido	0			
	Revestir	Bajar Rev./Liner	0		0,520833333
		Cementar	0		
		Circular	0		
		Instalar y desintalr Cabezal/VIR	0,395833333		
		Registros	0		
		Limpiar Rev./Camisa	0		
		Pruebas	0		
		Otros	0,125		
		Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema		
	Tiempo Perdido	0			
Perforar Hoyo Producción	Perforar	Perforar	8,520833333	16,22916667	
		Viajar	2,729166667		
		Circulo	1,125		
		Repaso	0,166666667		
		Toma de registro	1,083333333		
		Otros	1,270833333		
		Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema		0,875
	Tiempo Perdido	0,458333333			
	Revestir	Bajar Rev./Liner	0,4375		1,208333333
		Cementar	0,0625		
		Circular	0,1875		
		Instalar y desintalr Cabezal/VIR	0,25		
		Registros	0		
		Limpiar Rev./Camisa	0		
		Pruebas	0		
		Otros	0,270833333		
		Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema		
	Tiempo Perdido	0			

Tabla Resumen de los Tiempos de Operación Sin-85

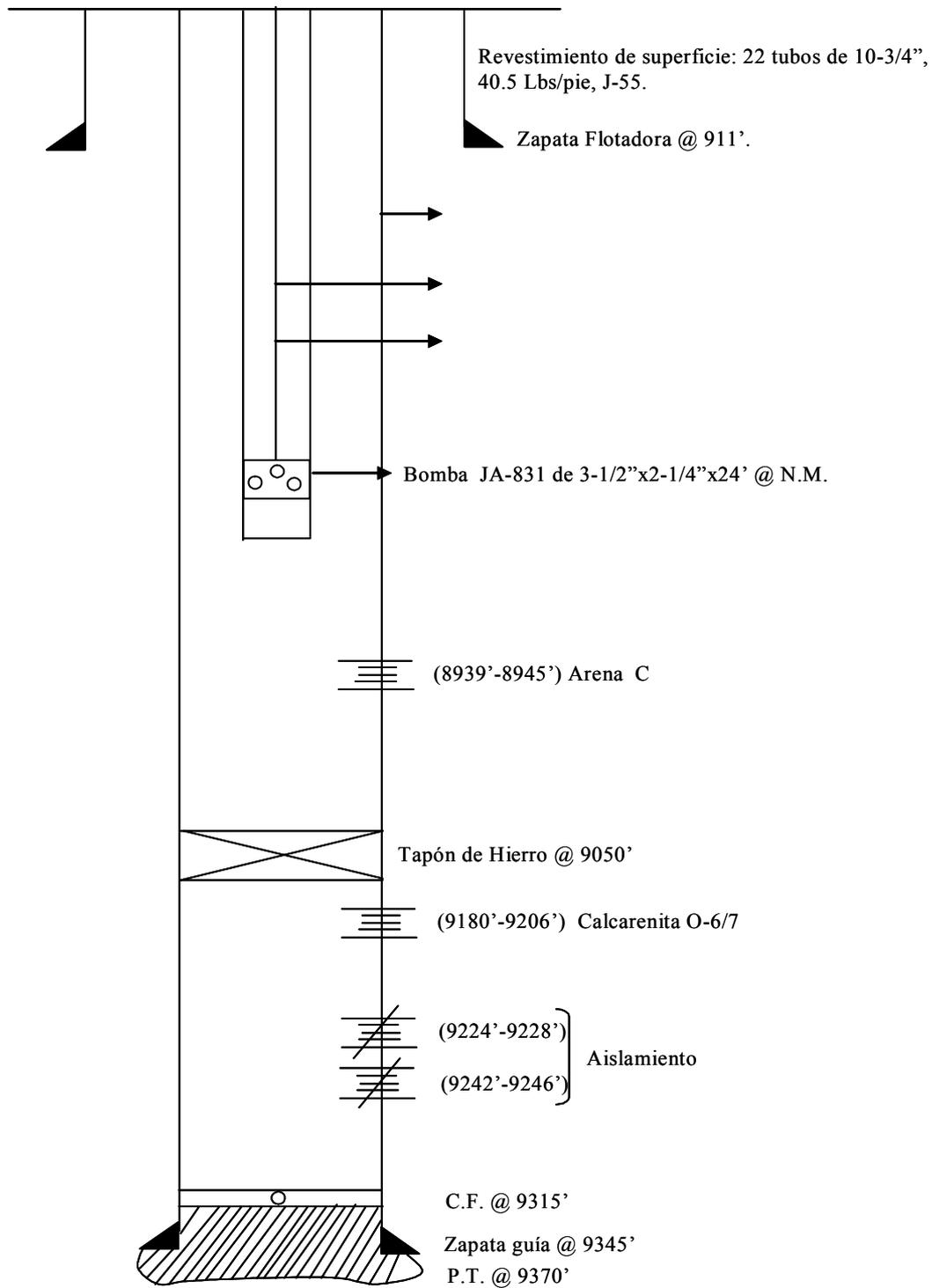
Fase	Etapa	Actividad	Tiempo (día)	Total de Etapa
Completar	Completación	Cañonear	0,416666667	
		Armar Sarta de completación	0,583333333	
		Bajar Completación	3,916666667	
		Registros	0,4375	
		Asegurar Pozo	0	
		Evaluar Yacimiento	1,125	
		Otros	3,6875	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	14
	Tiempo Perdido	3,833333333		
	Tiempo Total (días)			
Tiempo Total Limpio (días)				28,79166667
% FTP				36,84992571

Tabla Resumen de los Tiempos de Operación Sin-85

Profundidad vs Tiempo Sin-85



Esquema Mecánico Sin-85



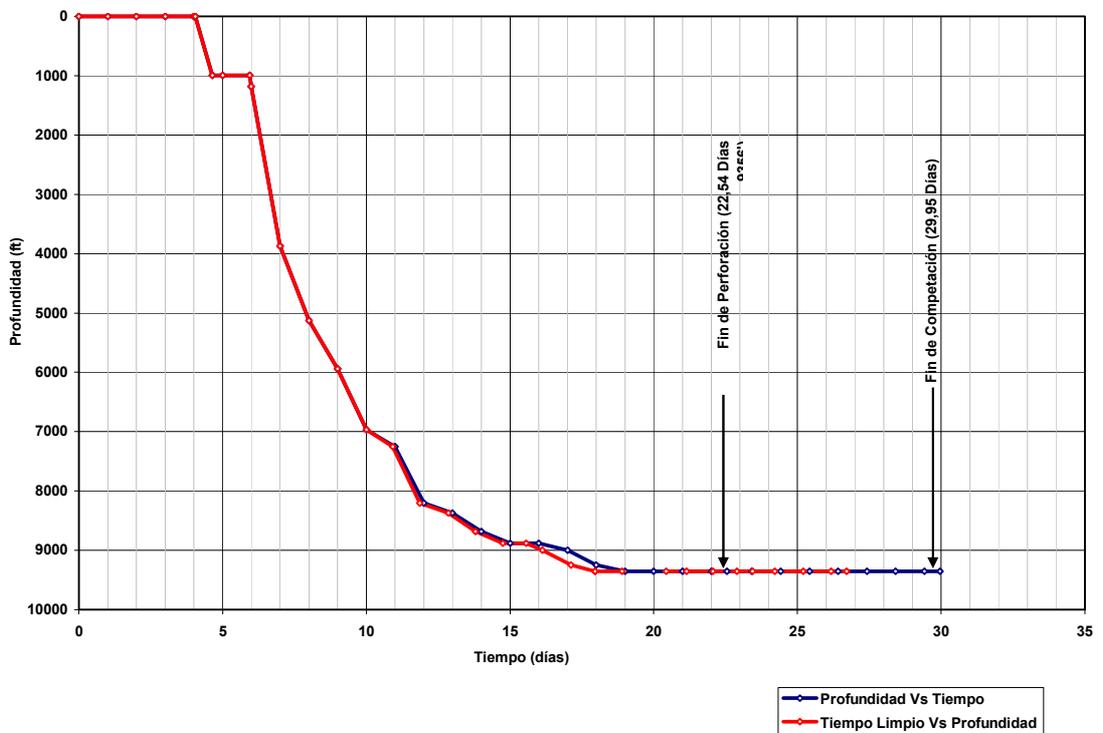
Fase	Etapa	Actividad	Tiempo (día)	Total de Etapa	
Mudar	Trabajando	Desvestir	0		
		Transportar	0		
		Vestir	4,104166667		
		Mantenimiento	0,020833333		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0		
	Tiempo Perdido	0	4,125		
Perforar Hoyo Superficie	Perforar	Perforar	0,354166667		
		Viajar	0,0625		
		Circular	0,041666667		
		Repaso	0		
		Toma de registro	0,0625		
		Otros	0		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0		
		Tiempo Perdido	0		0,520833333
	Revestir	Bajar Rev./Liner	0,166666667		
		Cementar	0,145833333		
		Circular	0		
		Instalar y desintalr Cabezal/VIR	0,333333333		
		Registros	0		
		Limpiar Rev./Camisa	0		
Pruebas		0,083333333			
Otros		0,5625			
Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0			
	Tiempo Perdido	0	1,291666667		
Perforar Hoyo Producción	Perforar	Perforar	8,5		
		Viajar	1,916666667		
		Circulo	1,270833333		
		Repaso	0,083333333		
		Toma de registro	0,3125		
		Otros	0,1875		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0,645833333		
		Tiempo Perdido	0,229166667		13,14583333
	Revestir	Bajar Rev./Liner	0,770833333		
		Cementar	0,104166667		
		Circular	0,125		
		Instalar y desintalr Cabezal/VIR	0,083333333		
		Registros	0		
		Limpiar Rev./Camisa	0		
Pruebas		0			
Otros		1,270833333			
Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0,0625			
	Tiempo Perdido	1,041666667	3,458333333		

Tabla Resumen de los Tiempos de Operación Sin-86

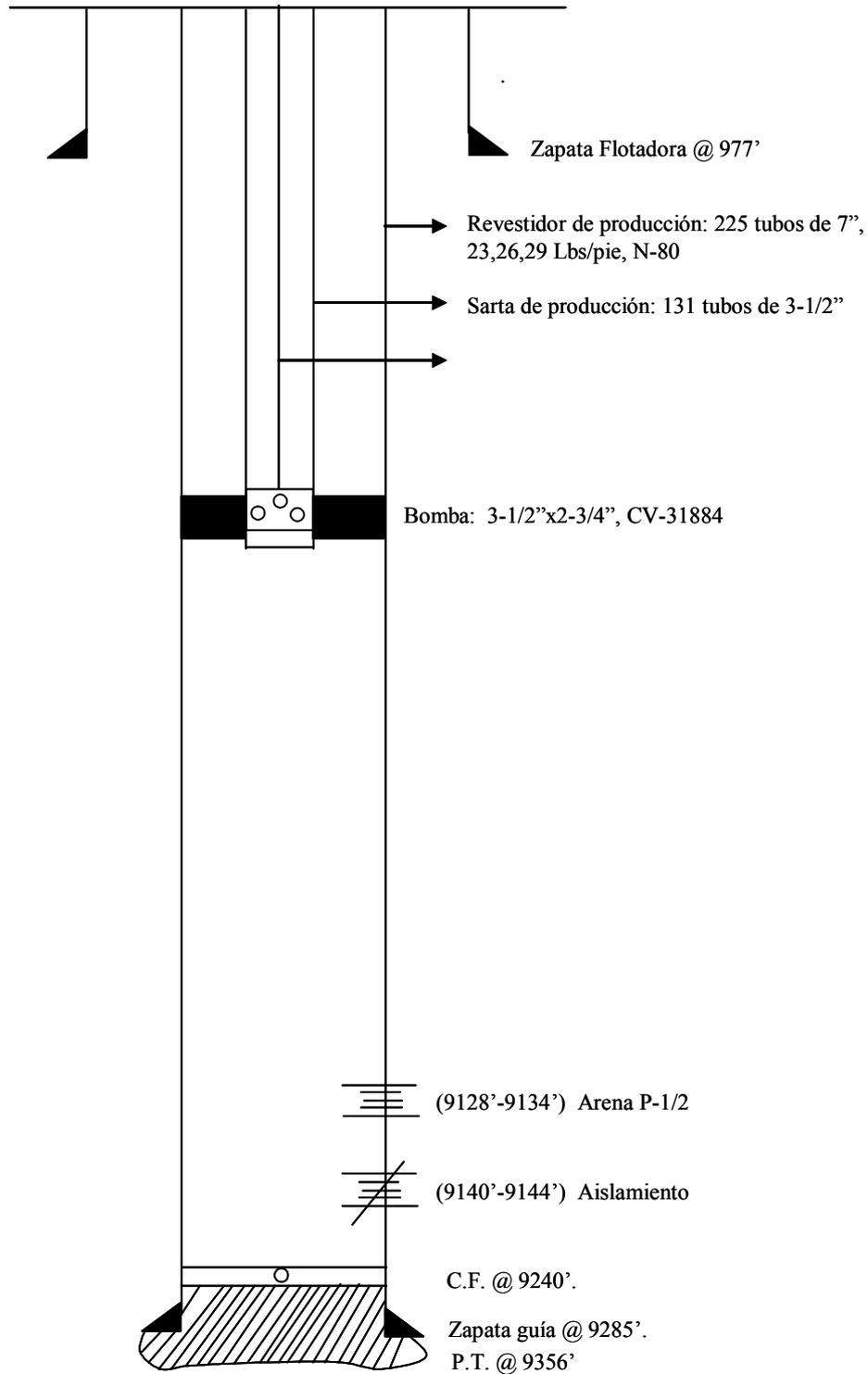
Fase	Etapa	Actividad	Tiempo (día)	Total de Etapa
Completar	Completación	Cañonear	0	
		Armar Sarta de completación	0,125	
		Bajar Completación	1,229166667	
		Registros	0,8125	
		Asegurar Pozo	0,208333333	
		Evaluar Yacimiento	0,1875	
		Otros	3,645833333	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0,645833333	7,354166667
	Tiempo Perdido	0,5		
	Tiempo Total (días)			
Tiempo Total Limpio (días)				26,77083333
% FTP				20,4359673

Tabla Resumen de los Tiempos de Operación Sin-86

Profundidad vs Tiempo Sin-86



Esquema Mecánico Sin-86



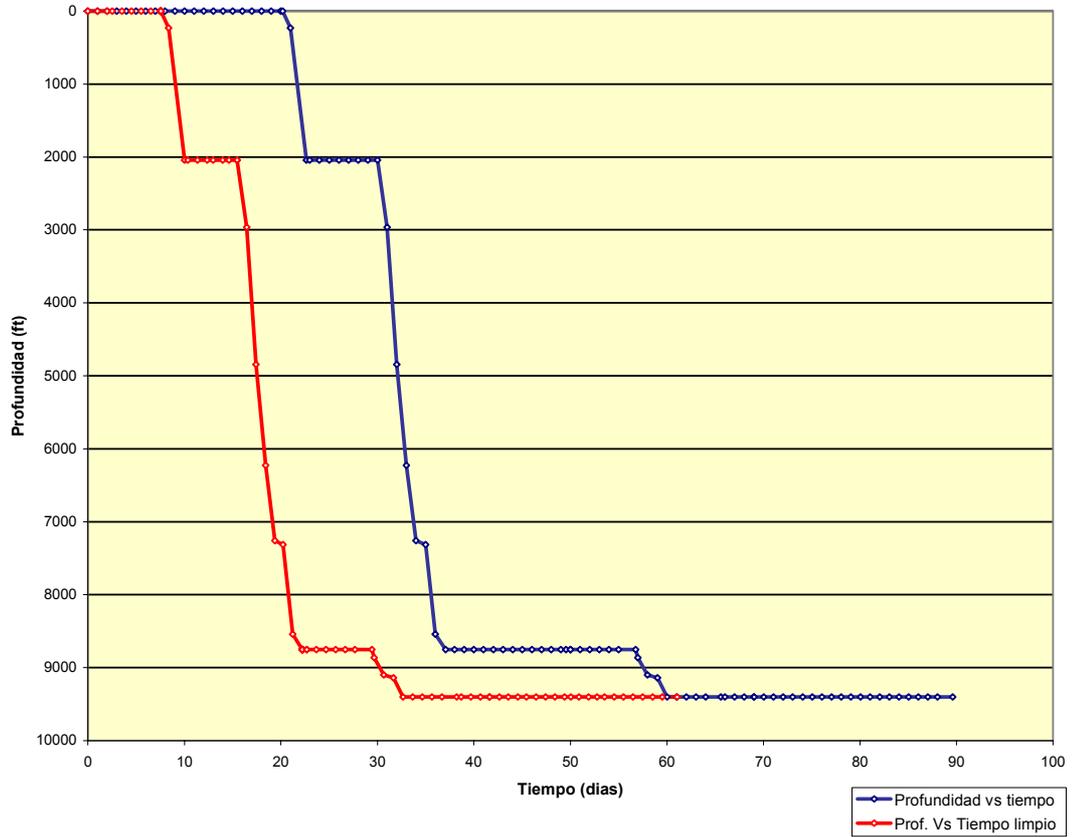
Fase	Etapa	Actividad	Tiempo (día)	Total de Etapa	
Mudar	Trabajando	Desvestir	1	16,95833333	
		Transportar	3,291666667		
		Vestir	0		
		Mantenimiento	12,66666667		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0		
		Tiempo Perdido	0		
Perforar Hoyo Superficie	Perforar	Perforar	1,875	7,520833333	
		Viajar	0,5		
		Circular	0,208333333		
		Repaso	0		
		Toma de registro	0,041666667		
		Otros	0		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0		
		Tiempo Perdido	0		
	Revestir	Bajar Rev./Liner	0,479166667		7,520833333
		Cementar	1,145833333		
		Circular	0,125		
		Instalar y desintalr Cabezal/VIR	2,5		
		Registros	0		
		Limpiar Rev./Camisa	0,333333333		
		Pruebas	0,25		
		Otros	0,770833333		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0		
		Tiempo Perdido	1,916666667		
Perforar Hoyo Intermedio	Perforar	Perforar	5,166666667	18,9375	
		Viajar	3,833333333		
		Circulo	2,791666667		
		Repaso	0		
		Toma de registro	0		
		Otros	0,25		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	2,8125		
		Tiempo Perdido	4,083333333		
	Revestir	Bajar Rev./Liner	0,75		7,75
		Cementar	1,145833333		
		Circular	0,208333333		
		Instalar y desintalr Cabezal/VIR	0,854166667		
		Registros	0		
		Limpiar Rev./Camisa	0,083333333		
		Pruebas	0,958333333		
		Otros	3,291666667		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0		
		Tiempo Perdido	0,458333333		

Tabla Resumen de los Tiempos de Operación Sin-87

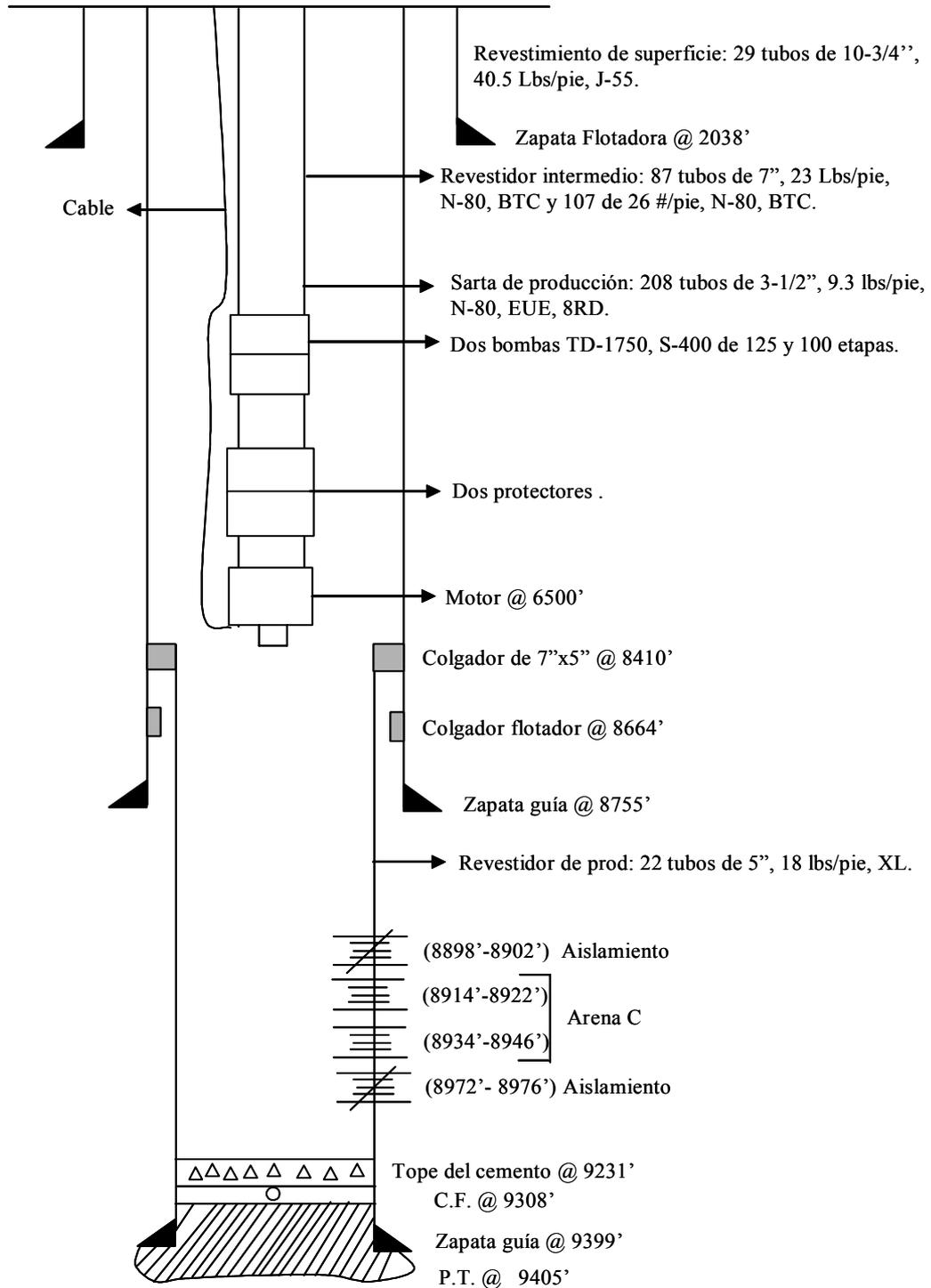
Fase	Etapa	Actividad	Tiempo (día)	Total de Etapa
Perforar Hoyo Producción	Perforar	Perforar	2,229166667	
		Viajar	2,208333333	
		Circulo	0,5	
		Repaso	0	
		Toma de registro	1,666666667	
		Otros	0,208333333	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	6,8125
		Tiempo Perdido	0	
	Revestir	Bajar Rev./Liner	0,708333333	
		Cementar	0,083333333	
		Circular	0,4375	
		Instalar y desintalar Cabezal/VIR	0,5	
		Registros	0	
		Limpiar Rev./Camisa	0,208333333	
Pruebas		0		
Otros		3,208333333		
Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	5,520833333	
	Tiempo Perdido	0,375		
Completar	Completación	Cañonear	0,104166667	
		Armar Sarta de completación	1,708333333	
		Bajar Completación	0,125	
		Registros	0	
		Circular	0,5	
		Viajar	5,5625	
		Otros	11,458333333	
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	20,54166667
		Tiempo Perdido	1,083333333	
	Tiempo Total (días)			86,66666667
Tiempo Total Limpio (días)			75,9375	
% FTP			27,91327913	

Tabla Resumen de los Tiempos de Operación Sin-87

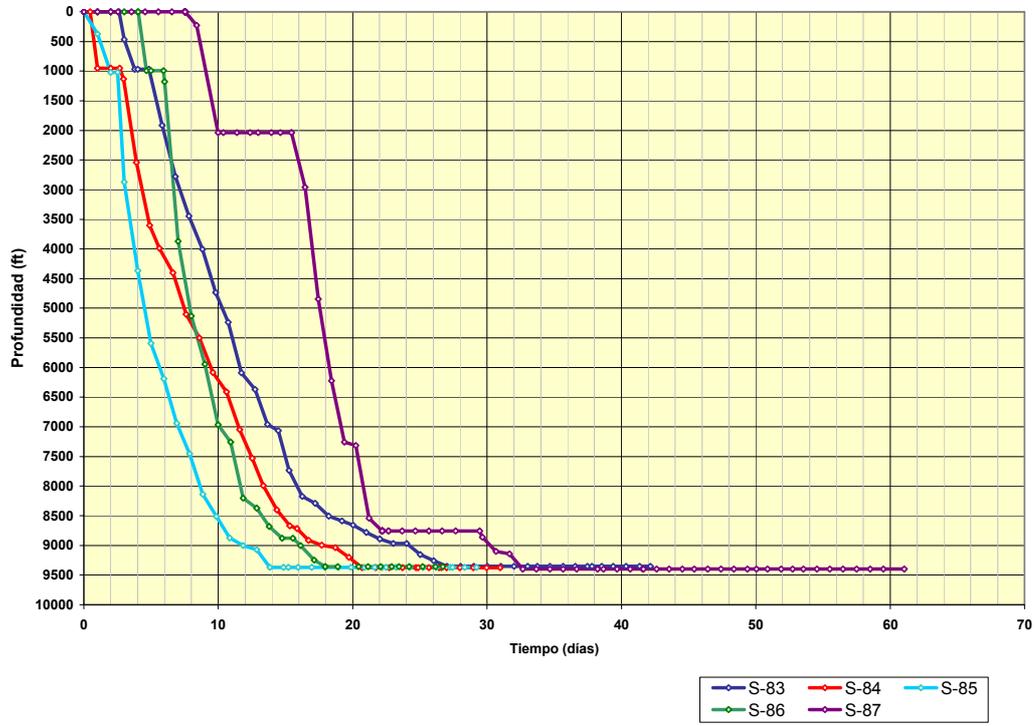
Profundidad vs Tiempo Sin-87



Esquema Mecánico Sin-87



Profundidad vs Tiempo Limpio



Fase	Etapas	Actividad	Tiempo (día)	Total Etapa		
Mudar	Trabajando	Desvestir	112			
		Transportar	78			
		Vestir	41,5			
		Mantenimiento	1			
		Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0		
			Tiempo Perdido	10	242,5	10,10417
Perforar Hoyo Superficie 17 1/2"	Perforar	Perforar	15			
		Viajar	9,5			
		Circular	5,5			
		Repaso	0			
		Toma de registro	0			
		Otros	1			
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0			
			Tiempo Perdido	0,5	31,5	1,3125
	Revestir	Bajar Rev./Liner	10,5			
		Cementar	1,5			
		Circular	4,5			
		Instalar y desintalar	11,5			
		Registros	0			
		Limpiar Rev./Camisa	0,5			
		Pruebas	2,5			
Otros		21				
Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0				
		Tiempo Perdido	2,5	54,5	2,270833	
Perforar Hoyo Intermedio 12 1/2"	Perforar	Perforar	202			
		Viajar	87			
		Circular	43,5			
		Repaso	3,5			
		Toma de registro	1			
		Otros	37			
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0			
			Tiempo Perdido	5	379	15,79167
	Revestir	Bajar Rev./Liner	20			
		Cementar	7			
		Circular	8			
		Instalar y desintalar	16,5			
		Registros	0			
		Limpiar Rev./Camisa	3			
		Pruebas	0			
Otros		9,5				
Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0				
		Tiempo Perdido	2,5	66,5	2,770833	
Perforar Hoyo Piloto 8 3/4"	Perforar	Perforar	137			
		Viajar	47,5			
		Circular	8			
		Repaso	0			
		Toma de registro	15			
		Otros	23			
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0			
			Tiempo Perdido	4,5	235	9,791667
	Tapon de desvío	Viajar	31,5			
		Circular	16			
		Cementar	2,5			
		OTRO	21			
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0			
			Tiempo Perdido	3	74	3,083333

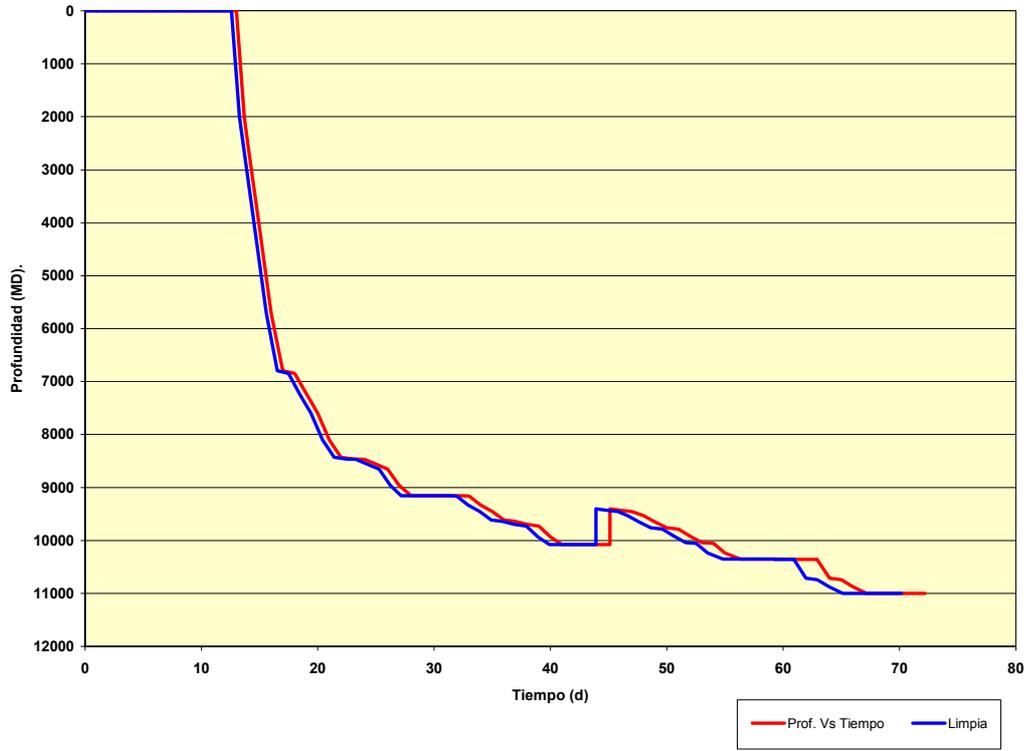
Tabla Resumen de los Tiempos de Operación Sin-88

Fase	Etapa	Actividad	Tiempo (día)	Total Etapa	
Perforar Hoyo Intermedio 3/4" 8	Perforar	Perforar	173,5		
		Viajar	62		
		Circulo	12		
		Repaso	6,5		
		Toma de registro	0		
		Otros	37		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	292	12,16667
		Tiempo Perdido	1		
	Revestir	Bajar Rev./Liner	15		
		Cementar	1,5		
		Circular	17		
		Cabezal/VIR	0		
		Registros	22,5		
		Limpiar Rev./Camisa	55		
		Pruebas	16		
Otros		50,5			
Tiempo No-Productivo		Tiempo Problema	0		
	Tiempo Perdido	5			
Perforar hoyo preducción 6"	Perforar	Perforar	50		
		Viajar	22		
		Circular	9		
		Repaso	0		
		Toma de registro	6		
		Otros	12		
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	102	4,25
		Tiempo Perdido	3		
Completar	Completación	Cañonear	0		
		Armar Sarta de completación	25,5		
		Bajar Completación	42		
		Registros	0		
		Asegurar Pozo	11,5		
		Evaluar Yacimiento	0		
	Otros	42			
	Tiempo No-Productivo	Tiempo Problema	0	121,5	5,0625
Tiempo Perdido		0,5			

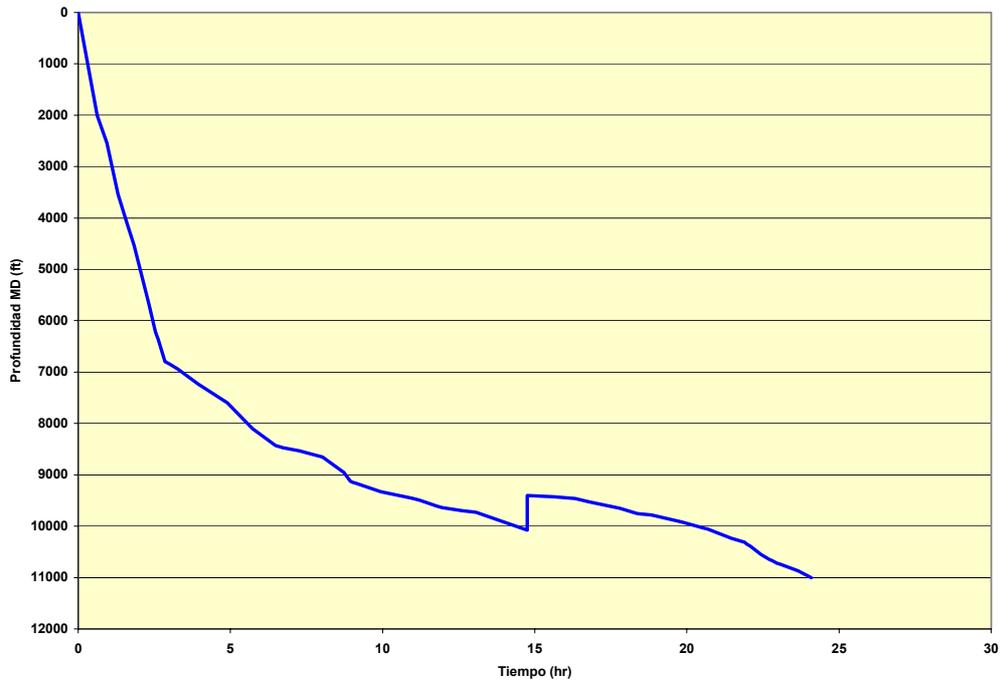
Tiempo Total (días)	74,20833333
Tiempo Total Limpio (días)	72,89583333
FTP %	1,768669287

Tabla Resumen de los Tiempos de Operación Sin-88

Profundidad vs Tiempo Sin-88



Perforabilidad vs Tiempo Sin-88

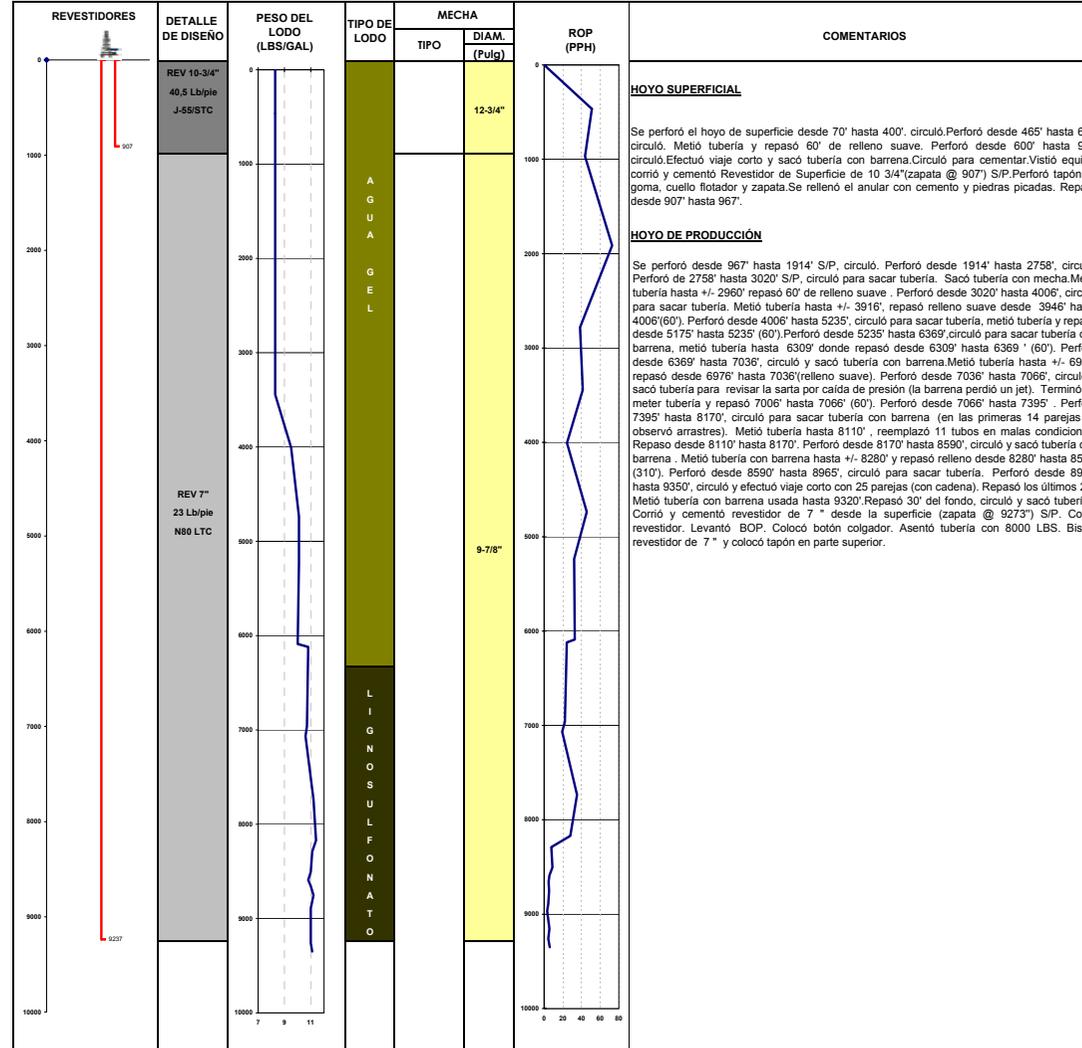


STICK CHART POZO: SIN-83

LOCALIZACION:EE-18

CAMPO SINCO

FECHA INICIO PERFORACION: 27-05-1982

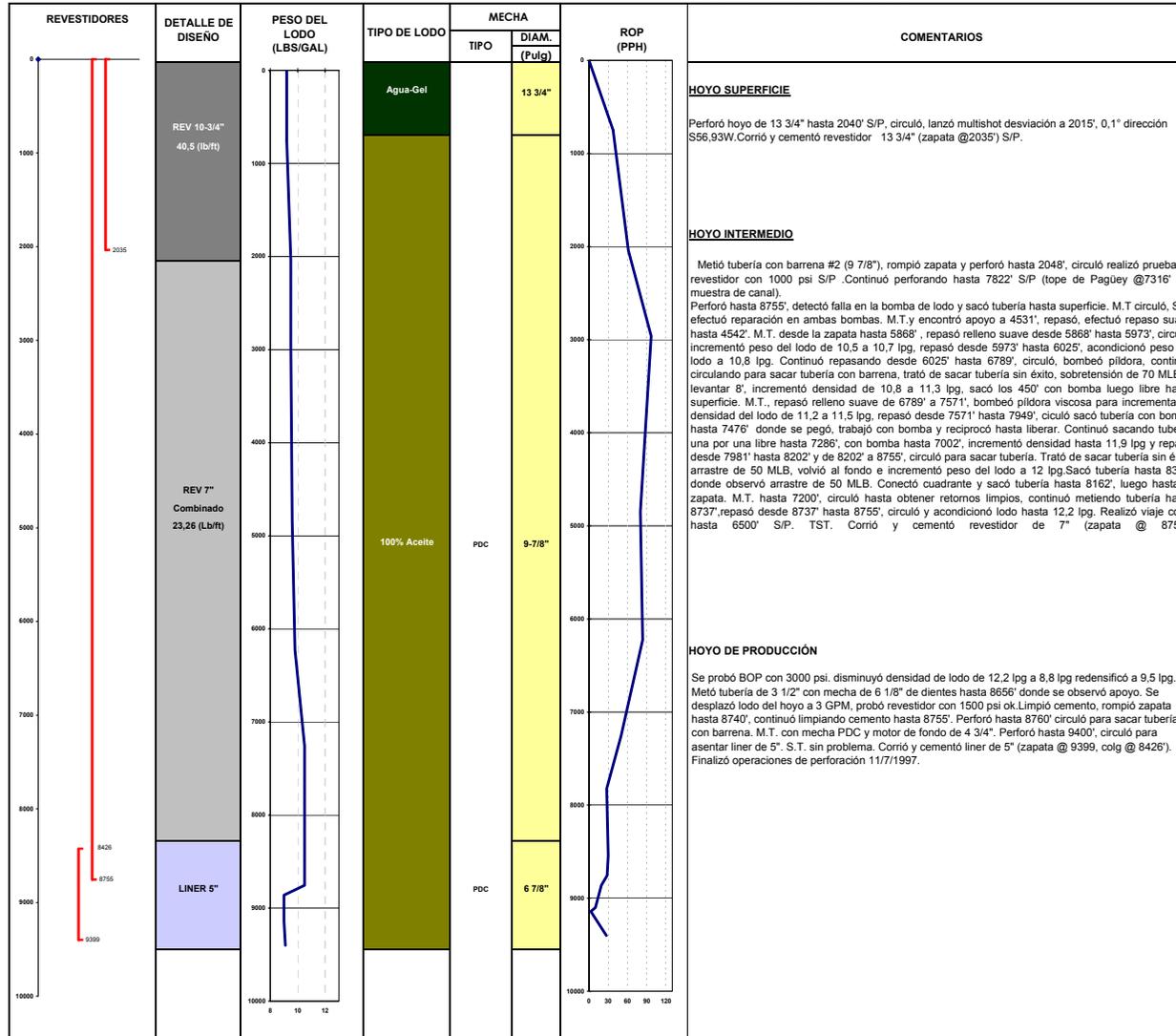


STICK CHART POZO: SIN-87

LOCALIZACION:

CAMPO SINCO

FECHA INICIO PERFORACION: 22-05-1997

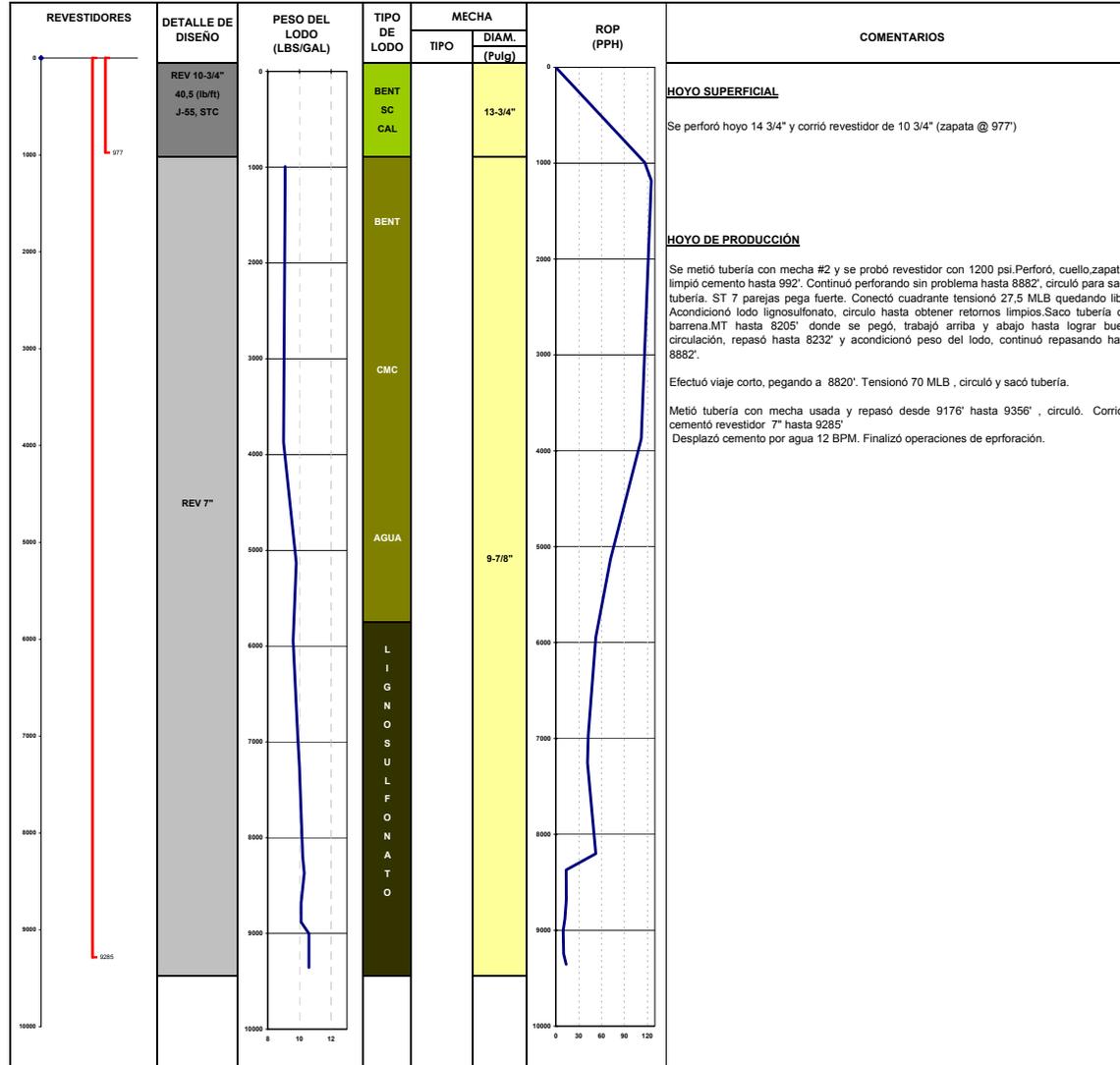


STICK CHART POZO: SIN-86

LOCALIZACION: DD-16

CAMPO SINCO

FECHA INICIO PERFORACION: 06-11-1983

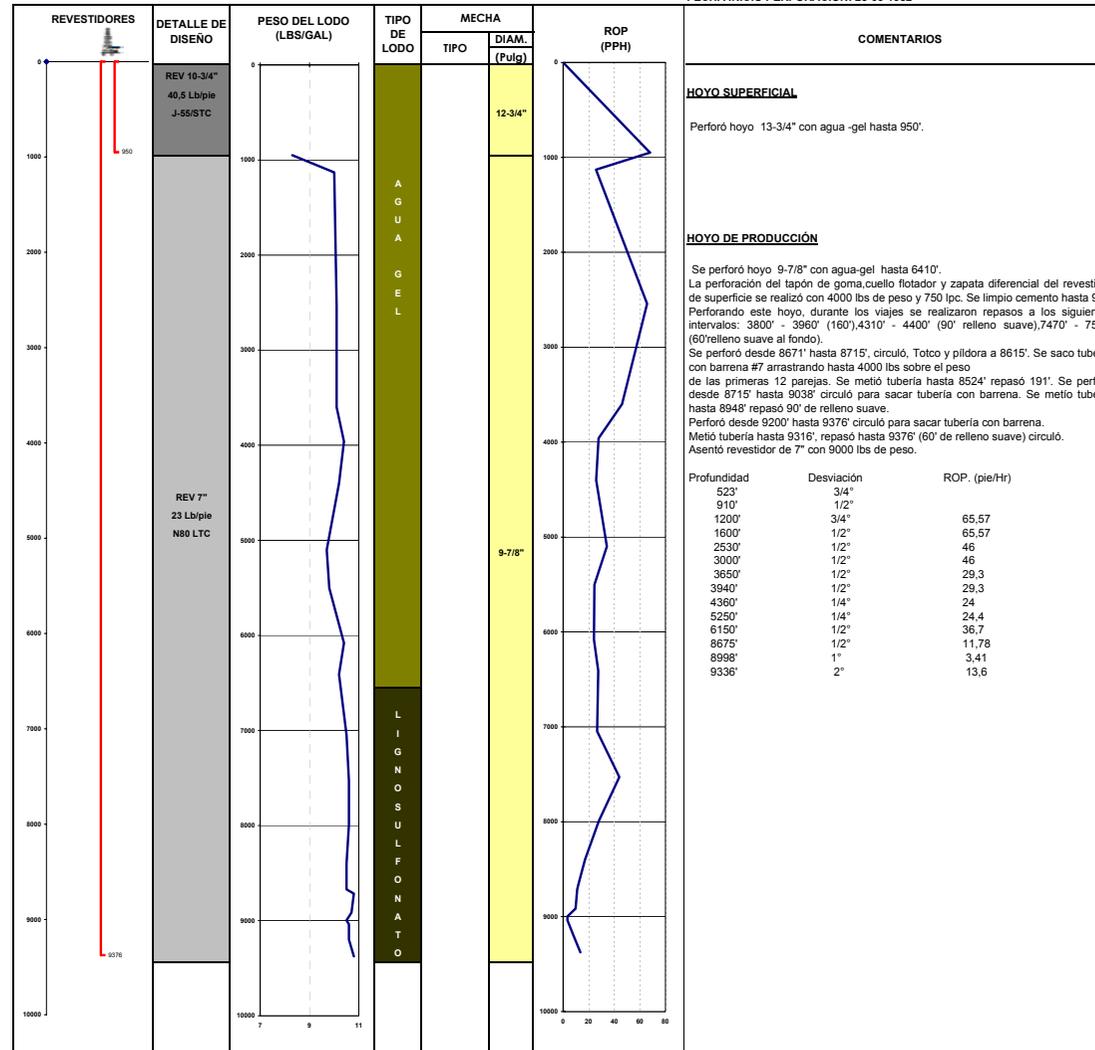


STICK CHART POZO: SIN-84

LOCALIZACION: BB-18

CAMPO SINCO

FECHA INICIO PERFORACION: 28-06-1982



COMENTARIOS

HOYO SUPERFICIAL
Perforó hoyo 13-3/4" con agua -gel hasta 950'.

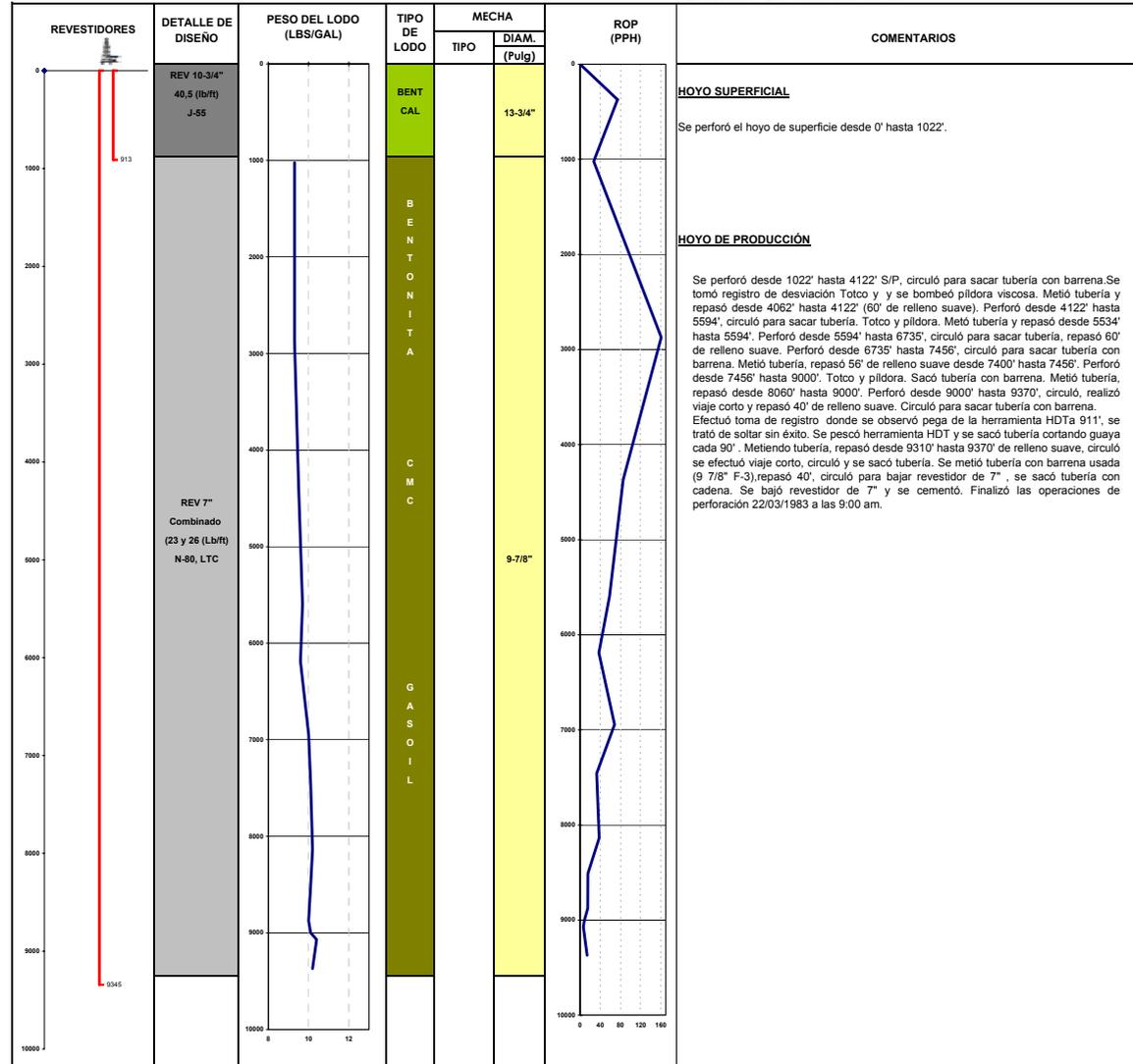
HOYO DE PRODUCCIÓN
Se perforó hoyo 9-7/8" con agua-gel hasta 6410'.
La perforación del tapón de goma, cuello flotador y zapata diferencial del revestidor de superficie se realizó con 4000 lbs de peso y 750 lpc. Se limpió cemento hasta 950'. Perforando este hoyo, durante los viajes se realizaron repasos a los siguientes intervalos: 3800' - 3960' (160'), 4310' - 4400' (90' relleno suave), 7470' - 7530' (60' relleno suave al fondo).
Se perforó desde 8671' hasta 8715', circuló, Totco y píldora a 8615'. Se sacó tubería con barrena #7, arrastrando hasta 4000 lbs sobre el peso de las primeras 12 parejas. Se metió tubería hasta 8524' repasó 191'. Se perforó desde 8715' hasta 9038' circuló para sacar tubería con barrena. Se metió tubería hasta 8948' repasó 90' de relleno suave.
Perforó desde 9200' hasta 9376' circuló para sacar tubería con barrena. Metió tubería hasta 9316', repasó hasta 9376' (60' de relleno suave) circuló. Asentó revestidor de 7" con 9000 lbs de peso.

STICK CHART POZO: SIN-85

LOCALIZACION:AA-17

CAMPO SINCO

FECHA INICIO PERFORACION: 03-03-1983

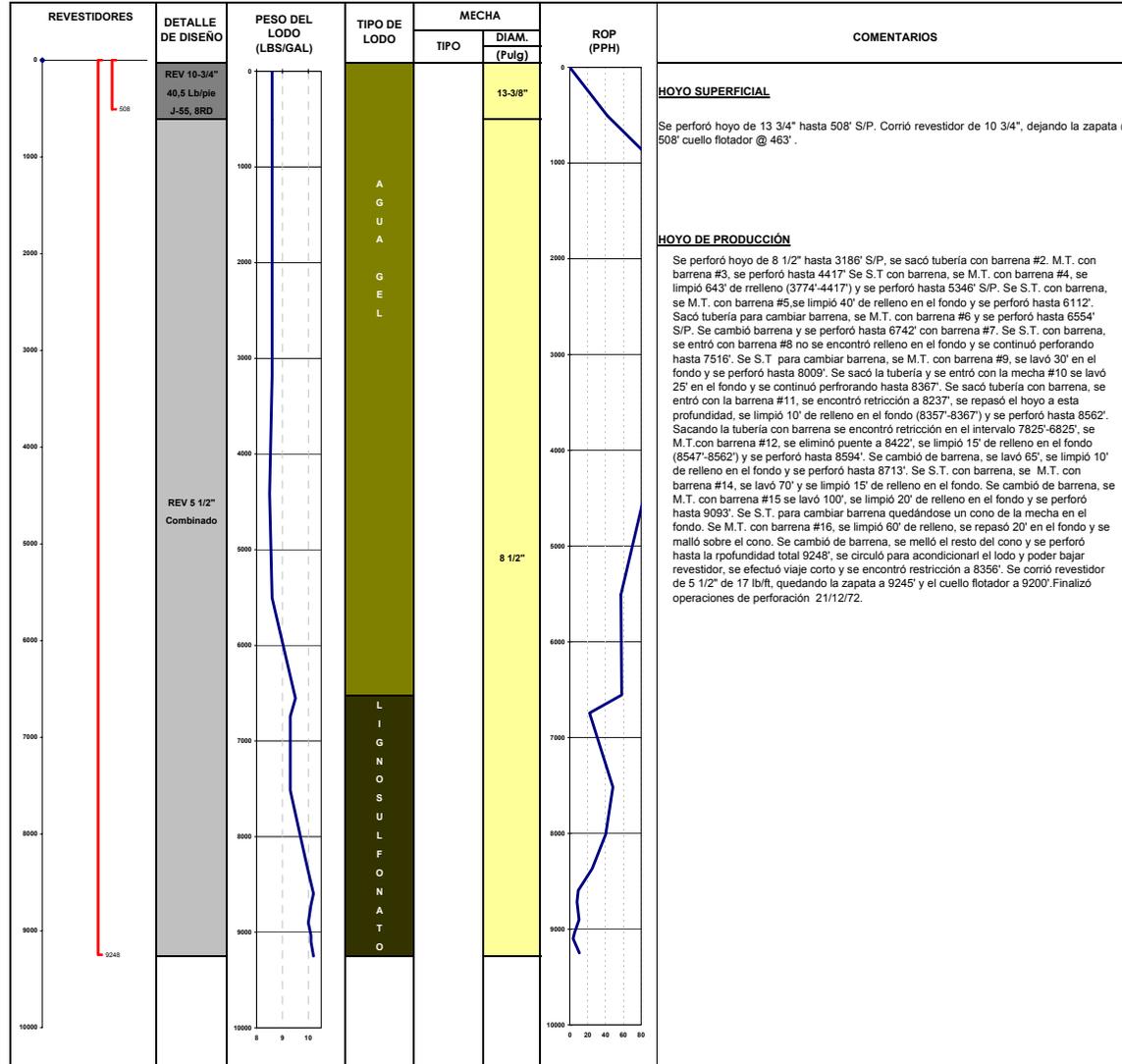


STICK CHART POZO: SIN-77

LOCALIZACION:

CAMPO SINCO

FECHA INICIO PERFORACION: 24-11-1972

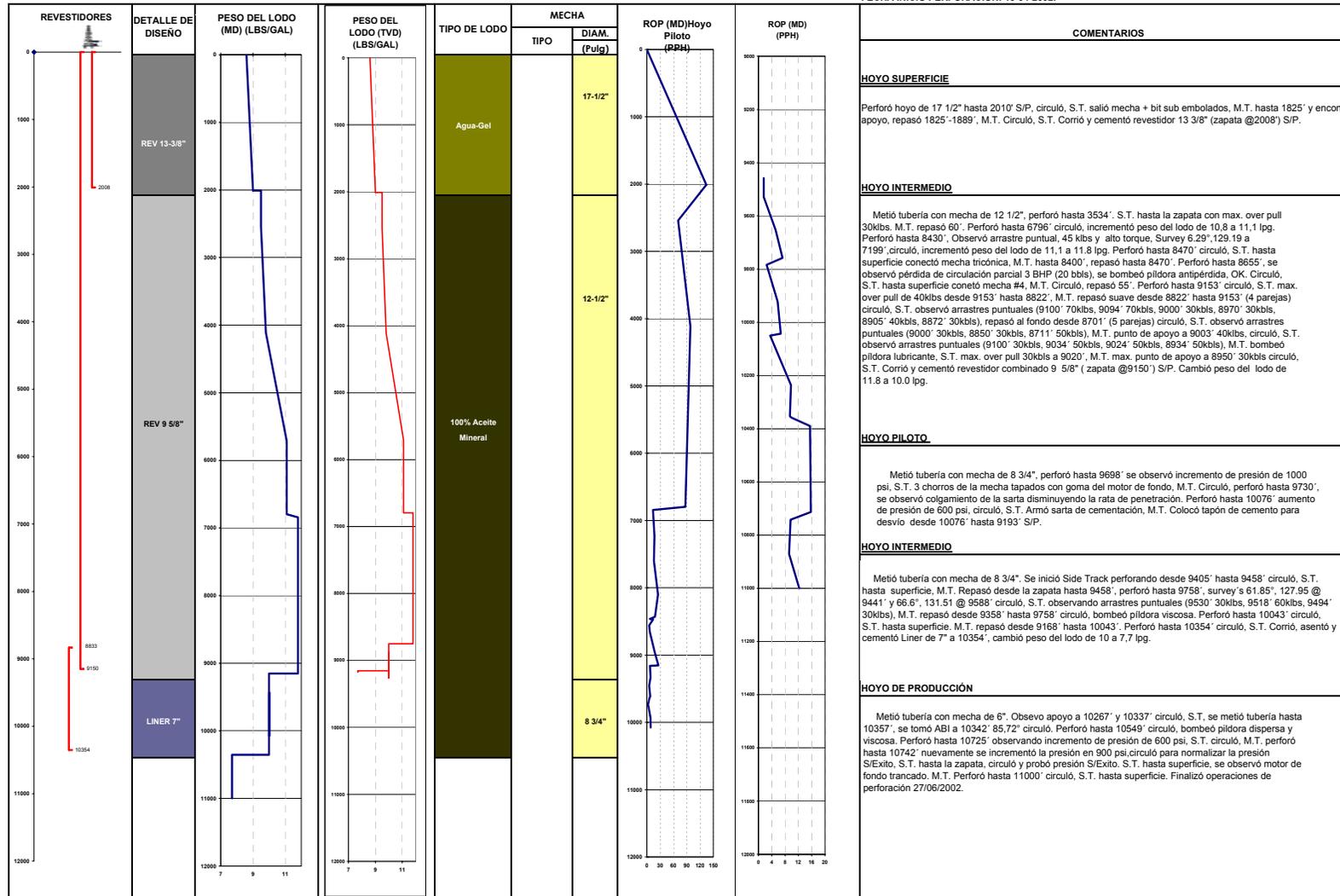


STICK CHART POZO: SIN-88

LOCALIZACION: PH-13

CAMPO SINCO

FECHA INICIO PERFORACION: 19-04-2002.

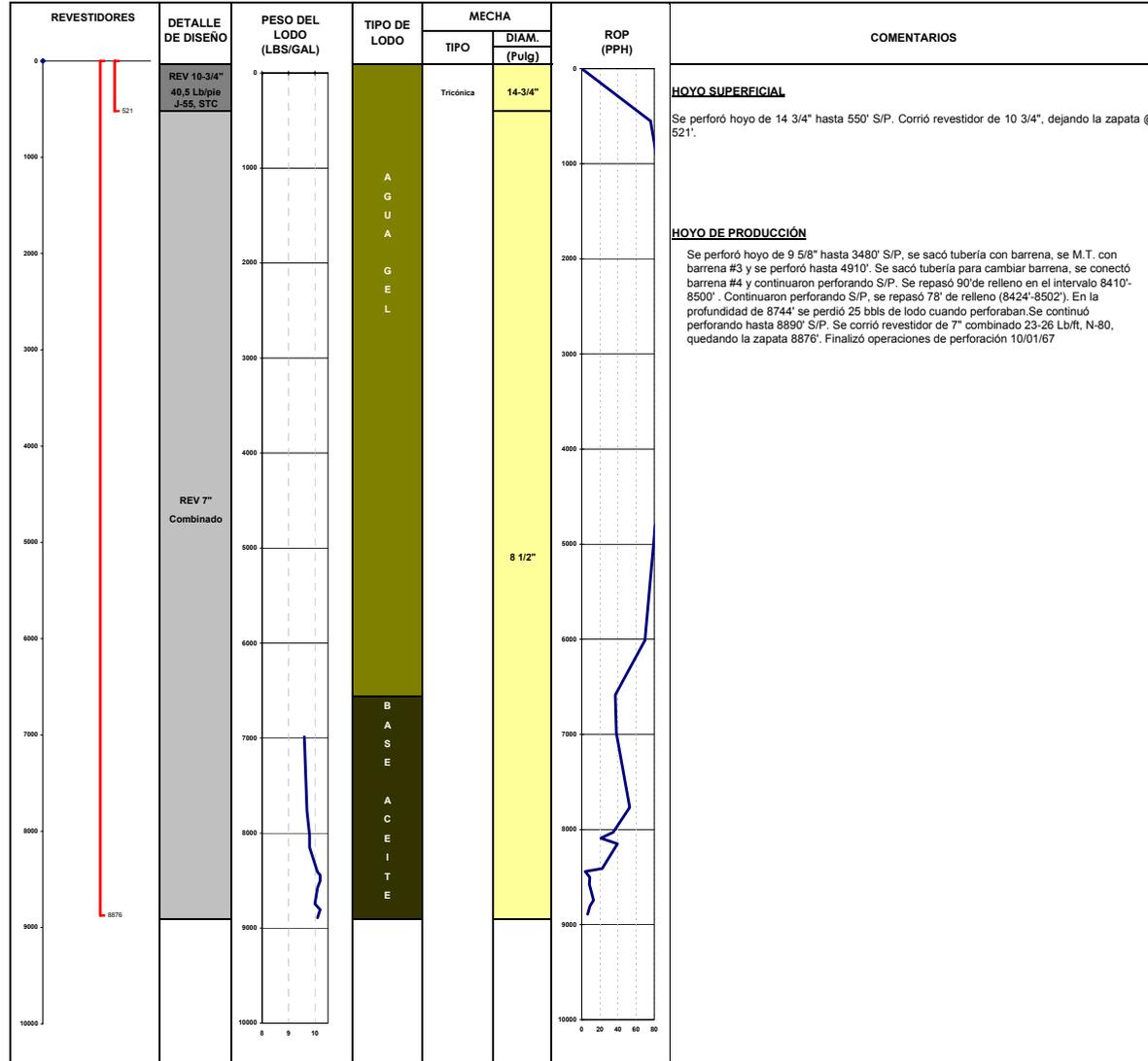


STICK CHART POZO: SIN-63

LOCALIZACION: H-15

CAMPO SINCO

FECHA INICIO PERFORACION: 15-12-1966



APÉNDICE B

Indice		Rango	Valor
Indice Complejidad Estática Yacimiento	ICEY	1 al 5	1,2
Indice Complejidad Dinámica Yacimiento	ICODY	8 al 40	16,2
Indice Calidad Definición Yacimiento	ICADY	1 al 4	2,3
Indice Complejidad Pozo	ICODP	0 al 6	1,7
Indice Calidad Definición Pozo	ICADP	1 al 4	2,5

MATRIZ IPA DE INPUTS

Información / Datos (INPUTS), al inicio del proyecto

	Requerido	- Los datos no han sido capturados. - No se tiene confianza en que será entregado y/o completado a tiempo.	- Captura de datos en progreso. - Debía de ser entregada según lo requerido.	- Captura de datos ha sido finalizada.	- Análisis suficiente para confirmar que no se requiere data adicional.	Observaciones / Comentarios
INPUT		Selección (4)	Primaria (3)	Preliminar (2)	Definitiva (1)	
Sísmica 2D/3D	X				1	
Registros	X			2		
Núcleos	X	4				
Propiedades de los fluidos. Ej. PVT/Impurezas/Composición/Geoquímica.	X		3			
Pruebas de pozos/ Pruebas extendidas del reservorio/ PLT's	X	4				
Presiones/RFT/MDT	X			2		
Historias de Producción / Análogos.	X				1	
Otros						
TOTAL					2	(MÁX. 4)

MATRIZ IPA PARA LA DEFINICION DE LAS TAREAS

TAREAS (al inicio del proyecto)

Tareas	Selección (4)	Primaria (3)	Preliminar (2)	Definitiva (1)	Resultados	Comentarios
Interpretación de Sísmica	- 2D ó 3D integrada con control regional y/o pozo descubridor - Ha sido empleado modelo promedio regional de velocidad.	- Se ha usado/desarrollado un modelo local de velocidad. - Se intenta el análisis de atributos. - Algún control de pozos esta integrado en la interpretación de sísmica 2D/3D.	- Interpretación Estructural Completa/finalizada - El mejor modelo de velocidad posible. - Finalizado análisis de atributos parciales. - Se predijo la conformación actual de la estructura durante el proceso de delineación.	- Completados todos los análisis de atributos. - Todo el control de pozos esta integrado a la evaluación de la sísmica 2D/3D	1	
Mapas Estructurales, Arena Neta, Propiedades de las rocas y Modelo Geológico	- Estan disponibles los mapas de la estructura y los valores individuales de las propiedades de las rocas para las principales capas del yacimiento.	- La distribución está mapeada y extrapolada con control de pozos. - Está definida la arquitectura básica y geometría del yacimiento.	- Completados los mapas isópacos detallados de las capas y los mapas de isopropiedades de las rocas. - Estan definidas las funciones Sw/I. - Modelo geológico 3D disponible.	- Modelo 3D geo-celular definido para todos los compartimientos y extrapolado al modelo del yacimiento.	1	
Plan de Perforación	- Se ha definido solamente un espaciamento genérico de los pozos de desarrollo	- Se han identificado solamente potenciales riesgos someros.	- Estan definidas las localizaciones específicas y tipos de pozos.		2	
Análisis de Fluidos y caracterización	- Basado en correlaciones regionales, tendencia regional y analogías. - API, RGP, Presión.	- Propiedades de los fluidos determinadas a partir de ensayos en muestras. - API, RGP, Presión. - Determinación de contaminantes simples por Drager.	- Análisis PVT completado. - Análisis composicional finalizado. - Contaminantes identificados.	- Todo el análisis de fluidos finalizado. - Incluyendo prueba de separador. - Ecuación de estado cotejada. - Ensayos finalizados.	3	
Bases para el diseño del yacimiento		- Múltiples esquemas apropiados y disponibles para analizar el concepto.	- Documento de las bases del diseño del yacimiento finalizado e integrado con el concepto sencillo de facilidades.		2	
Definición del mecanismo de empuje	- Mecanismo Unico. - Por analogía regional.	- Se han investigado diferentes alternativas. - Se ha evaluado el impacto del acuífero delineado.	- Se ha estimado el mecanismo más probable. - Se han corrido casos de sensibilidad para el mecanismo seleccionado. - Acuífero definido y mapeado.	- Se ha confirmado el mecanismo.	1	
Definición de compartimientos	- No se conoce la compartimentalización. - No incluida en la evaluación.	- Límites principales y contactos mapeados y se ha estimado la transmisibilidad.	- Compartimientos principales se hallan definidos y mapeados. - Se ha finalizado el análisis de sellos. - Las muestras de fluido han sido confirmadas.	- Las pruebas de pozos definen o descartan la existencia de límites.	3	
Perfiles de predicción de producción y reservas	- Perfil de producción obtenido por medio de analogías o por alguna herramienta analítica sencilla.	- Se usó una celda sencilla ó 2D en la simulación.	- Se empleó un modelo de flujo 3D para generar el perfil de producción esperada y la composición se basó en los mecanismos de empuje más probables. - Se realizaron sensibilidades para cada variable con tiempo.		2	
Análisis de riesgo e incertidumbre	- Estan identificados los principales factores de riesgo y/o incertidumbre y los requerimientos de información asociada.	- Se utilizó el valor del análisis de datos/información, para reducir el nivel de incertidumbre. - Evaluación y selección basados en el análisis de riesgo. - Evaluación de tornados disponible.	- Distribución de probabilidad de VPN con la identificación y el plan para manejar las variables que ocasionan los valores fuera de rango. - Estrategia de reducción de riesgo disponible para el desarrollo primario y que incluye los riesgos principales.	- Implementación del proyecto incluye costos y actividades para facilitar el gerenciamiento y seguimiento de la reducción de los riesgos.	4	
TOTAL					2	(MÁX. 4)

MATRIZ IPA PARA LAS RESTRICCIONES DE YACIMIENTOS

RESTRICCIONES (al inicio del proyecto)

Factor	Selección (4)	Primaria (3)	Preliminar (2)	Definitiva (1)	Comentarios
Descripción (como se aplica a la evaluación de yacimientos)	No todos los asuntos son conocidos, ni las implicaciones para la evaluación del yacimiento han sido totalmente caracterizadas.	Todos los asuntos importantes se conocen y las implicaciones en la evaluación del yacimiento han sido caracterizadas.	Planes desarrollados para mitigar el impacto de restricciones importantes o los planes de evaluación del yacimiento han sido incorporados a los documentos de planificación.	Planes de mitigación y gerenciamiento exitosos en reducir los impactos negativos de las restricciones en los esfuerzos de evaluación del yacimiento.	
Regulatorio / Ambiental			2		
Terminos de Licencia/ Requirements			2		
Cronograma: - Presupuestos - Estrategia de evaluación.			2		
Restricciones de operación (inducidas por la Cia.)			2		
Tecnología empleada (Pozos y Facilidades)		3			
Tolerancia al Riesgo		3			
Asuntos resaltantes de la estrategia comercial			2		
JOA/ compañeros/ asuntos de la Unidad			2		
Otros					
Otros					
			TOTAL	2,3	(MÁX. 4)

MATRIZ IPA DE COMPLEJIDAD ESTRUCTURAL

GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO

Categoría de complejidad y definición	Factor de complejidad	Definición de Factores	Puntuación de la complejidad					Resultados	
			Baja 1	2	3	4	Alta 5		
COMPLEJIDAD ESTRUCTURAL DEL YACIMIENTO (Incluyendo la influencia estratigráfica)	Plegamientos, buzamiento(s) de la estratigrafía regional y fallamientos que determinan la geometría externa de las trampas de hidrocarburos y sus compartimientos internos.	A1 COMPARTAMENTALIZACIÓN ESTRUCTURAL	Relación entre las fallas tectónicas mayores de la estratigrafía del yacimiento en el campo. Incluye, comunicación hidráulica (presión) a ambos lados de las fallas, variaciones en los saltos de falla y el potencial de sello de las fallas.	Fallamiento mayor aparente bastante reducido.	Saltos de falla consistentes y menores al espesor interno del yacimiento; regiones del mismo no compartimentalizadas.	Saltos de falla variables, pero predominantemente menores al espesor interno del yacimiento; las fallas pueden interrumpir las unidades de flujo e incrementar la tortuosidad del flujo de fluidos.	Varias fallas poseen saltos mayores al grosor interno del yacimiento, a lo largo de más del 50% de la longitud interna de fallamiento en el campo; las unidades de flujo se ven interrumpidas y localmente compartimentalizadas.	Múltiples bloques de fallamientos (2+) del intervalo correspondiente al yacimiento no están en comunicación (de presiones); se indican los contactos separados de los fluidos.	1
		A2 DENSIDAD DE FALLAS	Todos los fallamientos tectónicos afectando la estructura del yacimiento. Incluye propiedades como el estilo del fallamiento, densidad, distribución y orientación de las fallas.	Fallamiento aparente bastante mínimo, a todas las escalas.	Esparcida densidad de fallamiento; una sola orientación dominante; saltos de falla de tipo gravitatorio o de rumbo deslizando.	Densidad de fallamiento moderada; dos orientaciones dominantes.	Fallas penetrantes; dos orientaciones dominantes; algunas fallas exhibiendo saltos de tipo gravitacional o de rumbo deslizando.	Severamente fallado, múltiple orientación de las fallas (más de 3 tendencias); significativos componentes de tipo gravitacional y de rumbo deslizando en los saltos de fallas.	1
		A3 FRACTURAS NATURALES	Variación espacial de la densidad, apertura, orientación(es), conectividad y conductividad del sistema de fracturas naturales dentro del yacimiento (a escala de registros de pozos y núcleos).	Fracturas cerradas o no desarrolladas (esto incluye un intervalo de reservorio débilmente cementado a no consolidado).	Baja densidad de fracturas abiertas; sistema de fracturas pobremente conectado; densidad y conectividad de fracturas consistentes a lo largo del campo; solo una orientación dominante de fracturas.	Moderada densidad de fracturas abiertas; sistema de fracturas localmente conectadas; se ha identificado un cierto grado de variación espacial de la densidad o de la conectividad de fracturas (la variabilidad es inferior a un orden de magnitud).	Alta densidad de fracturas abiertas; moderada variación espacial tanto para la densidad como para la conectividad de fracturas (variabilidad menor a un orden de magnitud); múltiple orientación de las fracturas.	Alta densidad de fracturas abiertas; fracturas bien conectadas y mucha más conductividad que la exhibida por un yacimiento no fracturado; alta variación espacial de la densidad y/o conectividad de fracturas (variabilidad superior a un orden de magnitud).	1
		A4 BUZAMIENTO DEL YACIMIENTO	Variación del buzamiento de las capas originado por el plegamiento de las mismas gracias al tectonismo. Buzamiento deposicional y compactación regional. Incluye la magnitud total del buzamiento de las capas (desde la cresta hasta el contacto de fluidos/ "spill point") y el cambio local del buzamiento de las capas a lo largo del campo (buzamiento máximo menos mínimo por cada 1000' horizontales).	Estructuras anticlinales o monoclinales simples (10<buzamientos<60); buzamientos uniformes a lo largo del campo (<+/- 10° de variación/1000')	Estructura anticlinal asimétrica; baja variabilidad de los buzamientos a lo largo del campo (hasta +/- 20° de cambio /1000')	Estructuras asimétricas y espacialmente irregulares (5<buzamientos<75); presencia de depresiones en el campo; moderada variación de los buzamientos a lo largo del campo (hasta +/- 30° de cambio/1000').	Estructura fuertemente plegada; moderada a alta variación de los buzamientos a lo largo del campo (hasta +/- 45° de cambio/1000').	Estructuras complejamente plegadas o estructuras muy planas (buzamientos<5 ó >75); alta variación de los buzamientos en distancias relativamente cortas a lo largo del campo (>+/-45° de cambio/1000')	1
Total								4	
Promedio								1,0	

MATRIZ IPA DE COMPLEJIDAD ESTRATIGRÁFICA

GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO

Categoría de complejidad y definición	Factor de complejidad	Definición de Factores	Puntuación de la complejidad					Resultados	
			Baja				Alta		
			1	2	3	4	5		
COMPLEJIDAD ESTRATIGRÁFICA	Complejidad del yacimiento que surge de la compartimentalización inducida por la estratificación y/o la depositación de los sedimentos.	B1 SUPERPOSICIÓN DE INTERVALOS DEL YACIMIENTO (dentro de un campo definido)	Número y grado de aislamiento entre zonas del yacimiento.	Un solo intervalo de yacimiento con total comunicación hidráulica (de presión); contactos de fluido comunes.	Dos intervalos de yacimiento superpuestos con comunicación de presión y contactos de fluidos comunes.	Dos o más intervalos de yacimientos superpuestos parcialmente aislados y contactos de fluidos similares.	Dos a tres intervalos del yacimiento superpuestos sin comunicación de presión y contactos de fluido diferentes.	Cuatro o más intervalos del yacimiento superpuestos individuales sin comunicación de presión y con contactos de fluido diferentes	1
		B2 CONTINUIDAD VERTICAL	Grado de aislamiento vertical dentro de una zona individual de yacimiento por litologías no permeables.	Ninguna barrera vertical de importancia.	Altamente discontinuo y pocas barreras verticales al flujo dentro de la zona.	Barreras generales y semi-continuas verticales dentro de la zona.	Barreras continuas causan compartimentalización del yacimiento en diferentes unidades de flujo superpuestas.	Las barreras subdividen completamente la zona del yacimiento.	1
		B3 CONTINUIDAD LATERAL	Grado de continuidad lateral o compartimentalización de la calidad del yacimiento dentro de una zona individual por litologías no permeables	Ninguna barrera lateral de importancia dentro de la zona o límite de drenaje.	Altamente discontinuo y limitadas barreras verticales al flujo dentro de la zona.	Zona del yacimiento con muchas barreras horizontales de forma tal que crean flujo lateral tortuoso.	Barreras continuas causan compartimentalización del yacimiento en unidades de flujo superpuestas y separadas.	Las barreras subdividen arealmente, por completo, la zona de yacimiento en varios yacimientos separados.	1
Total								3,0	
Promedio								1,0	

GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO

Categoría de complejidad y definición	Factor de complejidad	Definición de Factores	11					Resultados	Observaciones / Comentarios	
			Baja			Alta				
			1	2	3	4	5			
COMPLEJIDAD DE CALIDAD DE LA ROCA	Magnitud y variación espacial de los parámetros que califican la calidad del reservorio, como: NTG, k, Ø, St, Pc, inducidas por procesos deposicionales o diagenéticos.	C1 RELACIÓN ARENA NETA - ARENA TOTAL (NTG)	Espesor del intervalo petrolífero y no petrolífero dentro del yacimiento; proporción y variación espacial del intervalo petrolífero dentro del yacimiento.	Alta relación arena neta-arena total (>80%) dentro de la zona del yacimiento; el NTG es uniforme a lo largo del mismo.	Moderada a alta relación arena neta-arena total (60-80%); el NTG es algo variable a lo largo del yacimiento.	Moderada relación arena neta-arena total (60-40%); el NTG es medianamente variable a lo largo del yacimiento.	Baja relación arena neta-arena total (>40%); el NTG es medianamente variable a lo largo del yacimiento.	Baja relación arena neta-arena total (<40%); el NTG es altamente variable a lo largo del yacimiento.	3	
		C2 PROPIEDADES DE LA ROCA Y DIAGÉNESIS	Magnitud y variación espacial de los parámetros de calidad del yacimiento, como k, Ø, Sf y Pc, causada por facies deposicionales o diagénesis.	Uniformidad lateral y vertical de litotipos y de las propiedades del yacimiento a lo largo del campo. Típicamente caracterizado por bajo coeficiente de Dykstra Parsons (<0,5). Ausencia de zonas ladronas. Para los carbonatos, los procesos de depositación y diagénesis imparten uniformidad a las propiedades de las rocas.	Variación lateral menor y poca variabilidad vertical de los litotipos y de las propiedades de yacimiento asociadas. Para los carbonatos, los procesos de depositación y diagénesis imparten cierta estratificación vertical a la calidad del reservorio.	Variación lateral moderada y menor variabilidad vertical de los litotipos y de las propiedades de yacimiento asociadas. Para los carbonatos, los procesos de depositación y diagénesis imparten variabilidad tanto vertical como lateral de la calidad del reservorio.	Moderada variación lateral y vertical de los litotipos y de las propiedades de yacimiento asociadas. De existir zonas ladronas, éstas tienen un impacto significativo en el flujo de fluidos en ciertos pares de pozos o espaciamentos de pozos. Para los carbonatos, los procesos de depositación y diagénesis causan variabilidad moderada de la calidad del reservorio.	Alto grado de variación lateral y vertical de los litotipos. Típicamente caracterizado por un alto coeficiente de Dykstra Parsons (>0,85). De existir zonas ladronas, éstas presentan continuidad lateral y dominan el flujo de fluidos. Para los carbonatos, los procesos de depositación y diagénesis causan variabilidad sustancial de la calidad del yacimiento.	1	
		C3 MINERALOGÍA	La mineralogía ocasiona daño a la formación o complica la determinación de las arenas petrolíferas, mediante registros con guaya.	Volumen del yacimiento dominado por una sola mineralogía; fácilmente caracterizable mediante registros con guaya; mínima potencialidad de daño a la formación.	La mineralogía causa problemas menores en la determinación de la Sw y/o problemas de daño a la formación.	La mineralogía causa moderadas complicaciones en la determinación de los intervalos petrolíferos por medio de registros con guaya y/o problemas de daño a la formación.	La mineralogía complica tremendamente la determinación de los intervalos petrolíferos mediante registros con guaya y causa daño significativo de la formación.	La mineralogía impide la determinación precisa de los intervalos petrolíferos mediante registros con guaya y/o causa daños extremos a la formación.	1	Yacimiento caracterizado por la presencia de dolomitas, calizas, areniscas y arcillas.
		C4 PROPIEDADES MECÁNICAS	Propiedades mecánicas de la roca, tales como compresibilidad y friabilidad.	Las rocas del yacimiento son ligeramente compactables a las presiones de agotamiento del mismo; rocas resistentes; propiedades mecánicas uniformes a lo largo del yacimiento. Compresibilidad (Cf) en el rango de 3 - 5 E-6 psiE-1.	Las rocas del yacimiento son ligeramente compactables a las presiones de agotamiento del mismo; formación medianamente dura; propiedades mecánicas uniformes a lo largo del yacimiento.	Las rocas del yacimiento son moderadamente compactables a las presiones de agotamiento del mismo; formación blanda; propiedades mecánicas uniformes a lo largo del yacimiento	La roca reservorio es moderada a altamente compactable a las presiones de agotamiento del yacimiento; algo friables; propiedades mecánicas uniformes a lo largo de yacimiento.	Las rocas del yacimiento son extremadamente compactables a las presiones de agotamiento del mismo; altamente friables; propiedades mecánicas variables a lo largo de yacimiento. El orden de magnitud de la Cf es más elevado que el de una roca dura (ej. 30E-6 psiE-1), con probable aparición de falla plástica durante la etapa de agotamiento del reservorio.	1	
Total								6,0		
Promedio								1,5		

GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD DEL MODELO ESTÁTICO DEL RESERVOIRIO

Categoría de complejidad y definición	Factor de complejidad	Definición de Factores	Puntuación de la complejidad					Resultados
			Baja				Alta	
			1	2	3	4	5	
COMPLEJIDAD DADA POR LOS FLUIDOS DE LA FORMACIÓN Propiedades de todos los fluidos (líquidos y gases) contenidos en el yacimiento, relacionadas con la complejidad del comportamiento de las fases, propensión a la formación de precipitados y declinación durante la etapa de producción.	D1 TIPO DE HIDROCARBURO LÍQUIDO	Composición del petróleo y relaciones de presión y temperatura	Crudo liviano (35-45 grados API) con presión de saturación muy por debajo de la presión inicial del yacimiento (>2500 psi) o: - No hay variación importante, lateral o verticalmente, de la composición del fluido - Ninguna tendencia a formar asfaltenos, parafinas o precipitación de hidratos - Baja viscosidad (menos de 1 cp)	Crudos de livianos a medianos (30-35 grados API) con: - Presión de saturación mucho menor que la presión inicial del yacimiento (2500-1000 psi) o: - Ligera variación lateral o vertical en la composición del fluido y, - Ligera tendencia a precipitación de asfaltenos, parafinas o hidratos y, - Viscosidad bastante baja	Crudos medianos (25-35 grados API) con: - Presión de saturación ligeramente menor que la presión inicial del yacimiento(1000-500 psi) o: - Alguna variación lateral o vertical en la composición del fluido o, - Alguna tendencia a precipitación de asfaltenos, parafinas o hidratos y, - Moderada viscosidad (menos de 5cp)	Crudo de mediana a baja gravedad API (20-30 grados API) con: - Variación lateral o vertical en la composición del fluido o: - Tendencia a la precipitación de asfaltenos, parafinas e hidratos y, - Alta viscosidad (5-30 cp.)	Crudo de baja gravedad y pesado (menos de 20 grados API), alta viscosidad (mas de 30 cp) y pobre movilidad o: Crudos más livianos con: - Alta tendencia a la depositación de asfaltenos, parafinas e hidratos o: - Alta variación lateral o vertical en la composición del fluido.	1
	D1 TIPO DE HIDROCARBURO (gas)	Composición de gas y condensados y relaciones de presión y temperatura.	Gas seco con muy bajo rendimiento de condensado (CGR menos de 10 bbl/MMscf). - No hay variación importante, lateral o verticalmente, de la composición del gas.	Gas húmedo con algún rendimiento de condensado y ninguna liberación de líquido en el yacimiento. - Ligera variación lateral o vertical en la composición del gas.	Gas húmedo con moderado rendimiento de condensado (CGR +/- 50 bbl/MMscf) y alguna liberación de líquido en el yacimiento. - Alguna variación lateral o vertical en la composición del gas húmedo.	Condensado retrogrado con moderada liberación de líquido en el yacimiento. - Variación lateral o vertical en la composición del gas húmedo. - CGR mayor de 50 bbl/MMscf. - Potencial disminución de la productividad debido a la liberación de líquido en yacimientos de baja calidad.	Condensado retrogrado con: - Fuerte liberación de líquidos en el yacimiento - Fuerte variación lateral o vertical en la composición del gas húmedo - CGR mayor de 200 BBL/MMSCF - Productividad del pozo afectada por liberación de condensado O: Crudo volátil y fluidos críticos con comportamiento de fases complejo	0
	D2 CONTENIDO DE COMPONENTES INERTES	Cantidad de gases inertes, contaminantes y metales pesados.	Despreciable cantidad de gases inertes y metales pesados (mercurio, níquel, vanadio).	Cantidades menores de CO ₂ , N ₂ o H ₂ S. CO ₂ menor de 50 ppm; 1 %mol y menos de 5 ppm H ₂ S. Posiblemente, cantidades menores de metales pesados (Mercurio, Níquel, Vanadio).	Moderado contenido de CO ₂ , N ₂ o H ₂ S. CO ₂ alrededor de 50 ppm y 1% mol y H ₂ S poco más de 5 ppm. Posiblemente, algo de metales pesados (mercurio, níquel, vanadio).	Alto contenido de CO ₂ , N ₂ o H ₂ S. CO ₂ mayor de 50 ppm y 1 % mol, H ₂ S entre 5 y 100 ppm. Posiblemente algo de metales pesados (mercurio, níquel, vanadio).	Alto contenido de CO ₂ , N ₂ o H ₂ S. CO ₂ mayor de 50 ppm y H ₂ S mayor de 100 ppm. Posiblemente, un contenido significativo de metales pesados (Mercurio, Níquel, Vanadio).	1
	D3 AGUA DE FORMACIÓN	Tendencia del agua de formación a formar precipitados.	Ninguna tendencia a la formación de precipitados. Índice de producción de escama 1 - 3 y 0 mg/l de precipitado	Precipitación menor de escama o sales durante periodos extensos de producción. Índice de escama 3 - 10 Se estima < 100 mg/l de precipitado.	Precipitación moderada de escama o sales, tratamiento rutinario. Índice de escama 10 - 30 Se estima entre 100 - 250 mg/l de precipitado	Pronunciada depositación de escama o sales. Índice de escama 30 - 50 Se estima entre 250 - 750 mg/l de precipitado.	Tendencia extrema a la depositación de escamas o sales con limitado potencial de remedio. Índice de escama mayor o igual que 50. Masa precipitada mayor o igual que 750 mg/l.	1
Total							3,0	
Promedio							0,8	

MATRIZ IPA DE ENERGIA DEL YACIMIENTO

GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO

Categoría de complejidad y definición	Factor de complejidad	Definición de Factores	Puntuación de la complejidad					Resultados	
			Baja				Alta		
			1	2	3	4	5		
ENERGÍA DEL YACIMIENTO	Fuentes de energía para el mecanismo de empuje del yacimiento.	E1 ACUÍFERO ACTIVO	El acuífero proporciona la energía para el empuje de los fluidos del yacimiento.		Acuífero fuerte (volumen acuífero > 100 x volumen yacimiento)	Acuífero moderado (volumen acuífero 20 - 100 x volumen yacimiento).	Acuífero débil (volumen acuífero < 20 x volumen yacimiento).	No hay empuje; se requiere inyección de fluidos.	3
		E2 CAPA DE GAS	Presencia de una capa de gas; y las complicaciones de producir dos fluidos.	No hay presencia de capa de gas.		Presencia de capa de gas (relación volumen de capa de gas:volumen zona de petróleo 50:50 en base BOE)		Significante capa de gas (Volumen de gas > 90% en base BOE)	1
		E3 COMPACTACIÓN DE LA ROCA	Contribución a la energía del yacimiento por compactación de la roca.	No hay compactación			Significativo empuje por compactación.		1
		E4 ENERGÍA DEL RESERVORIO	Definida como la presión inicial del yacimiento menos la presión de burbujeo.	Alta (> 2500 lpc).	Moderada (2500 - 1000 lpc).	Baja (1000 - 500 lpc).	Cerca de la presión de burbujeo.	Debajo de la presión de burbujeo.	1
Total								6,0	
Promedio								1,5	

MATRIZ IPA DE COMPLEJIDAD DEL YACIMIENTO

GUÍAS PARA LA ESTIMACIÓN DE LA COMPLEJIDAD DINÁMICA DEL YACIMIENTO

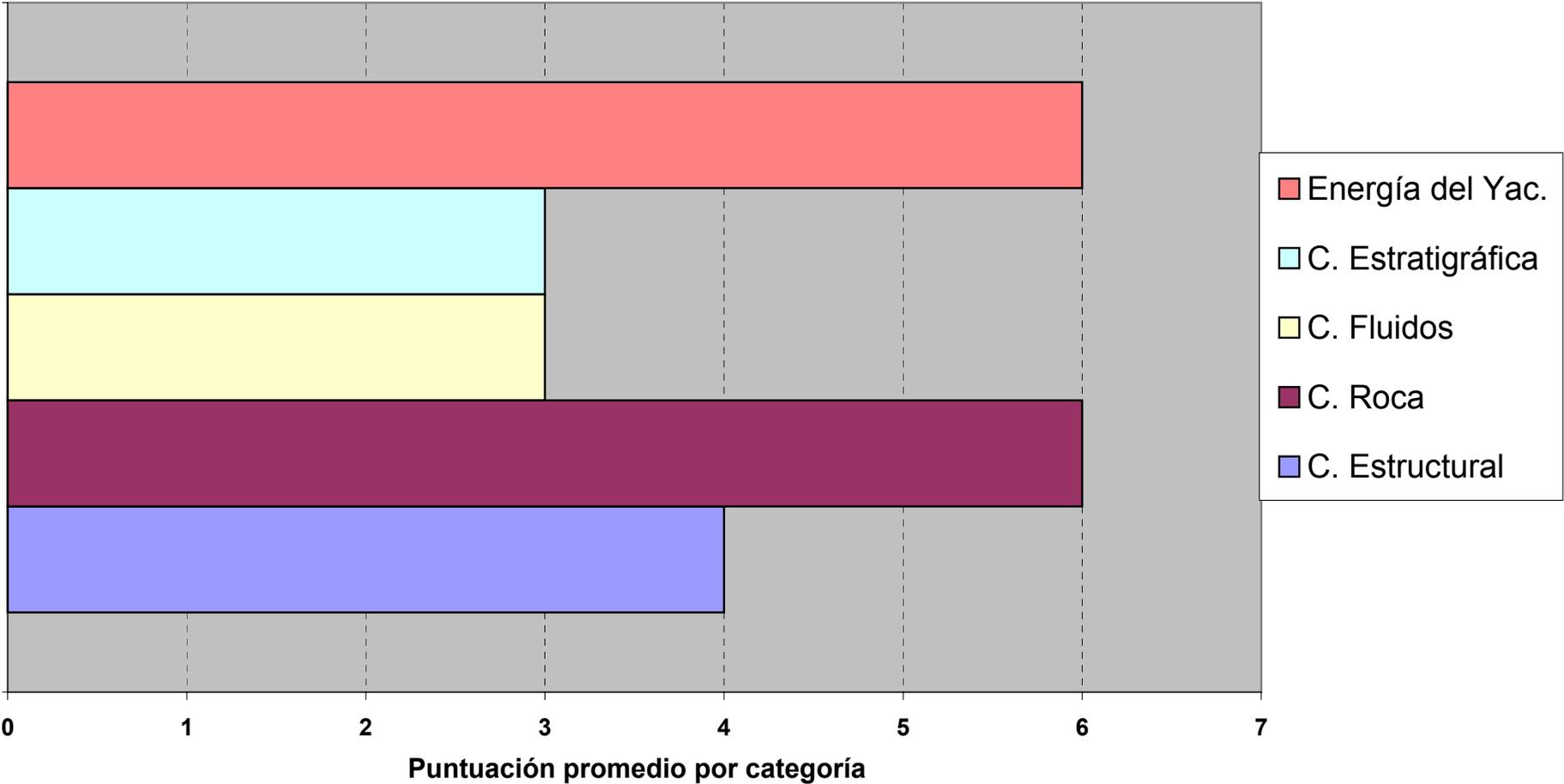
Componente del Mecanismo de recuperación	Componentes del esquema de desarrollo del yacimiento					
Inyección de Agua, Inyección de Gas o agotamiento Natural	Compatibilidad de fluidos, inyección de Agua o de Gas	Patrón de Pozos	Diseño de Pozo. Horizontal, inclinado o convencional	Completación de Pozos	Restricciones de las Facilidades	Restricciones de Exportación
Inyección de agua en arreglo buzamiento arriba o inyección de gas en arreglo buzamiento abajo creará un pobre frente de barrido.	Inyección de aguas no compatibles con el agua de formación puede originar la depositación de escamas de sulfato de bario. Inyección de aguas puede originar el acidulamiento del yacimiento.	Selección de un patrón de inyección que es inapropiado para la descripción del yacimiento incrementará el índice de complejidad estática del yacimiento.	Pozos horizontales reducirán el índice de complejidad estática en yacimientos compartimentalizados o naturalmente fracturados.	La selección de la completación del pozo puede reducir el impacto de la heterogeneidad del reservorio.	El diseño de las facilidades puede causar restricciones en el manejo del agua y gas e incrementar el índice de complejidad estática del yacimiento.	Restricciones en el oleoducto de exportación pueden incrementar el índice de complejidad estática del yacimiento
El reciclaje del gas en lugar de "desinflar" yacimientos heterogéneos de gas condensado, puede causar irrupción prematura, originando un incremento del índice de complejidad estática del yacimiento.	Inyección de gas a crudos con alto contenido de asfaltenos, producirá precipitación de los mismos.		Pozos inclinados reducirán el índice de complejidad estática en yacimientos que son finamente laminados o que consisten en un reducido número de capas.	El no cañonear intervalos de alta permeabilidad puede reducir el índice de complejidad estática.	ej. Inyección de agua que contenga finos puede no ser compatible con el yacimiento.	Si un gasoducto no está disponible, la inyección de gas a un yacimiento puede incrementar el índice de complejidad estática.
	Producción de H ₂ S & CO ₂ puede corroer tuberías de bajas especificaciones.			Fluidos de completación incompatibles con el yacimiento pueden causar daño a la formación. Facilidad de acceso para monitoreo e intervenciones a pozos.		Los fluidos del yacimiento deben estar dentro de las especificaciones del oleoducto y/o gasoducto.

MATRIZ IPA DE COMPLEJIDAD DINÁMICA DEL RESERVORIO

Categorías de complejidad y factores	Mecanismo de Recuperación	Componentes del Esquema de Desarrollo							Total (de 7 a 35)	ICEY (de 1 a 5)	Índice de Complejidad Dinámica (ICODY)
		Compatibilidad de fluidos, inyección de Agua o de Gas (de 1 a 5)	Patrón de Pozos (de 1 a 5)	Diseño de Pozo. Horizontal, inclinado o convencional (de 1 a 5)	Completación de Pozos (de 1 a 5)	Restricciones de las Facilidades (de 1 a 5)	Restricciones de Exportación (de 1 a 5)	Rango (8 a 40)			
Complejidad Estructural	1	3	3	1	1	3	3	15,0	1,0	16,0	
Complejidad Estratigráfica	1	3	3	1	1	3	3	15,0	1,0	16,0	
Calidad de la roca	3	3	3	1	1	3	3	17,0	1,5	18,5	
Complejidad de fluidos	1	3	3	1	1	2	3	14,0	0,8	14,8	
Energía del Reservorio	1	3	3	1	1	2	3	14,0	1,5	15,5	
Sumatorias	-	-	-	-	-	-	-	-	6	81	
Factor de complejidad dinámica ICODY	-	-	-	-	-	-	-	15,0	1,2	16,2	

REDUCE COMPLEJIDAD ESTÁTICA (MÁXIMO)	1
REDUCE COMPLEJIDAD ESTÁTICA (MEDIA)	2
NO AFECTA	3
INCREMENTA COMPLEJIDAD ESTÁTICA (MEDIA)	4
INCREMENTA COMPLEJIDAD ESTÁTICA (MÁXIMA)	5

Factores que integran la Complejidad Estática del Yacimiento



Categorías

Resultados

COMPLEJIDAD ESTÁTICA DEL YACIMIENTO

Complejidad Estructural	
Compartimentalización estructural	1.0
Densidad de fallas	1.0
Fracturas naturales	1.0
Buzamiento del reservorio	1.0
PROMEDIO	1.0
TOTAL	4

Escala de la Complejidad Estructural

20	16	12	8	4
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja

Complejidad de calidad de la roca	
Relación arena neta-arena total (NTG)	3.0
Propiedades de la roca y diagénesis	1.0
Mineralogía	1.0
Propiedades mecánicas	1.0
PROMEDIO	1.5
TOTAL	6

Escala de la Complejidad de la Roca

20	16	12	8	4
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja

Complejidad de los fluidos de la formación	
Tipo de hidrocarburo (líquido)	1.0
Tipo de hidrocarburo (gas)	0.0
Contenido de componentes inertes	1.0
Agua de formación	1.0
PROMEDIO	0.8
TOTAL	3

Escala de la Complejidad de los fluidos

20	16	12	8	4
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja

Complejidad Estratigráfica	
Superposición de los yacimientos (en un campo)	1.0
Continuidad vertical	1.0
Continuidad lateral	1.0
PROMEDIO	1.0
TOTAL	3

Escala de la Complejidad Estratigráfica

15	12	9	6	3
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja

Energía de empuje del Reservorio	
Acuífero activo	3.0
Capa de gas	1.0
Compactación de la roca	1.0
Energía del reservorio	1.0
PROMEDIO	1.5
TOTAL	6

Escala de la Complejidad de los fluidos

20	16	12	8	4
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja

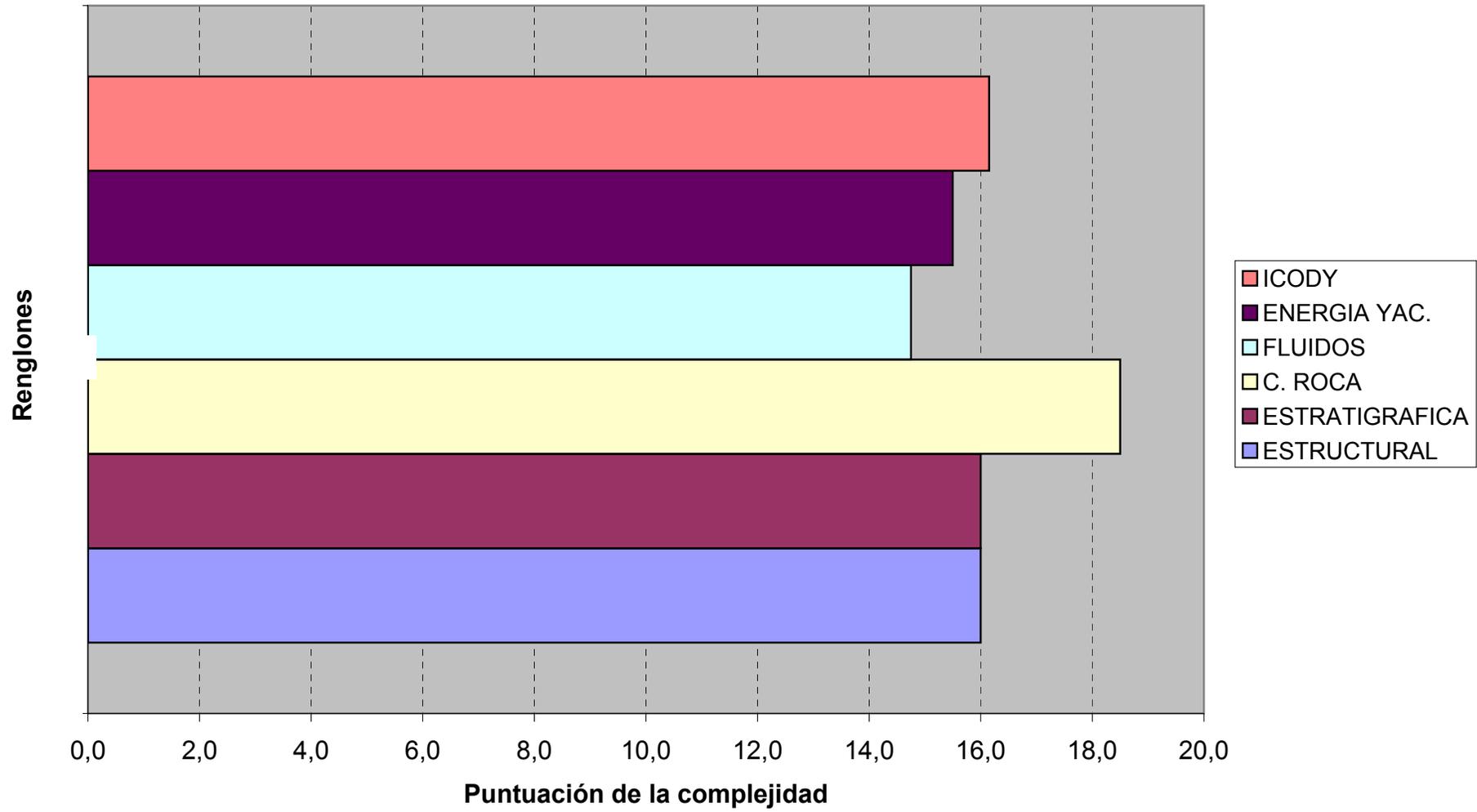
TOTAL	(Complejidad Estática)	6	(máx. 25)
--------------	-------------------------------	----------	-----------

ICEY		1,2	(rango: 1 a 5)
-------------	--	------------	----------------

TOTAL	(Complejidad de yacimiento)	81
--------------	------------------------------------	-----------

ICODY		16,2	(rango: 8 a 40)
--------------	--	-------------	-----------------

COMPLEJIDAD DINÁMICA



MATRIZ FEL DE CONSTRUCCION DE POZOS

TAREA	SELECCIÓN (4)	PRIMARIA (3)	PRELIMINAR (2)	DEFINITIVA (1)	Resultados
DEFINICION DE POZO	<ul style="list-style-type: none"> PRONOSIS GEOLOGICA: COORD. SUP. Y FONDO OBJ. PRIM. Y SECUNDARIOS TOPES ESTADIGRAFICOS 	<ul style="list-style-type: none"> GRAD. PRESION PORO GRAD. PRESION FRACTURA CARACTERISTICAS LITOLOGICAS 	<ul style="list-style-type: none"> GEOMECANICA REGIONAL BUZAMIENTO/DIRECC. DE ESTRATOS 	<ul style="list-style-type: none"> GEOMECANICA LOCAL PROGRAMA DE NUCLEOS 	3
CONFORMACION GRUPO DE TRABAJO	<ul style="list-style-type: none"> LIDER, PLANIFICACIÓN Y DISEÑO (IDENTIFICADO) 	<ul style="list-style-type: none"> LIDER, PLANIFICACIÓN Y DISEÑO (IDENTIFICADO) TEAM PRINCIPAL Y ESPECIALISTAS 	<ul style="list-style-type: none"> TEAM PRINCIPAL DEFINIDO MAS ACUERDO DE PARTICIPACION PARCIAL DE LOS ESPECIALISTAS 	<ul style="list-style-type: none"> TEAM COMPLETADO, VIRTUALMENTE AUTOSUFICIENTE, SE TIENE EL COMITE GUIA IDENTIFICADO Y COMITE DE REVISION DE ASEGURAMIENTO DE CALIDAD DE LOS PROCESOS ESTABLECIDO 	2
IDENTIFICACION Y EVALUACION DE NUEVAS TECNOLOGIAS	<ul style="list-style-type: none"> TECNOLOGIA CONVENCIONAL O DE RUTINA 	<ul style="list-style-type: none"> IDENTIFICACION DE NUEVAS TECNOLOGIAS 	<ul style="list-style-type: none"> ANALISIS DE FACTIBILIDAD DE APLICACION 	<ul style="list-style-type: none"> ANALISIS DE RIESGO CONCLUIDO 	3
ANALISIS DE CONCEPTO TALADRO	<ul style="list-style-type: none"> DISPONIBILIDAD LOCAL LOCALIZACION CONVENCIONAL 	<ul style="list-style-type: none"> DISPONIBILIDAD DE MERCADO REDISEÑO DE LOCALIZACION 	<ul style="list-style-type: none"> ACCESO A LOCALIZACION Y FACILIDAD DE MUDANZA. 	<ul style="list-style-type: none"> PLAN DE MUDANZA OPCIONES DE TALADROS IDENTIFICADAS 	3
DISEÑO DE TALADRO	<ul style="list-style-type: none"> CARACTERISTICAS BASICAS (POTENCIA MALACATE Y BOMBA) CAPACIDAD ESTRUCTURA TIPO, DIAMETRO Y PRESION BOP'S 	<ul style="list-style-type: none"> EQUIPO DE CONTROL DE SOLIDOS SISTEMA DE FLUIDO EQUIPOS Y HERRAMIENTAS 	<ul style="list-style-type: none"> TOP DRIVE, DETECTORES DE GASES, IDENTIFICADO TIPO DE TALADRO (POTENCIA, CAPACIDAD, AUTOMATIZACION, CAPTURA DE DATOS, SISTEMA DE MANEJO EFLUENTE) 	<ul style="list-style-type: none"> ANALISIS TALADRO, EQUIPOS Y HERRAMIENTAS REQUERIDO Vs. DISPONIBLE EQUIPO OPTIMO (TALADRO, COILED TUBING, SNUBBING) 	3
CERTIFICACION DE TALADRO Y EQUIPOS	<ul style="list-style-type: none"> NO POSEE CERTIFICACION 			<ul style="list-style-type: none"> SE TIENE CERTIFICACION AVALADA POR ESPECIALISTAS (MODU, SEA WORTHINESS) 	1
DATOS POZOS VECINOS	<ul style="list-style-type: none"> PESO Y TIPO DE LODO (MINIMO Y MAXIMO) DIAMETRO DE HOYO PUNTO DE ASENTAMIENTO DE REVESTIDORES 	<ul style="list-style-type: none"> PROBLEMAS OPERACIONALES ESTABILIDAD DE HOYO (MECANICA, QUIMICA) REGISTROS ELECTRICOS 	<ul style="list-style-type: none"> PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACION (LEAK OFF TEST) ANALISIS DE NUCLEO 	<ul style="list-style-type: none"> DAÑO DE FORMACION, DIAMETRO PORAL VENTANA OPERACIONAL DE LODO 	3
DISEÑO Y CONSTRUCCION DE POZO	<ul style="list-style-type: none"> PROGRAMA DIRECCIONAL SELECCION DE MECHAS SELECCION DE BHA DISEÑO DE LODO Y CEMENTO DISEÑO DE REVESTIDORES SEGUN EXISTENCIA 	<ul style="list-style-type: none"> EXPERIENCIA DE TERCEROS EN DISEÑO DE REVESTIDOR, CEMENTACION, BHA, LODO, ETC. 	<ul style="list-style-type: none"> DISEÑO DE REVESTIDOR MEJORADO DISEÑO DE BHA, DISEÑO DE CEMENTACION ANALISIS DE TENDENCIAS (WOP, RPM, TORQUE Y ARRASTRE) 	<ul style="list-style-type: none"> MAGNITUD Y DIRECCION DE ESFUERZOS - TRAYECTORIA OPTIMA / ANALISIS ANTICOLISION SIMULACION DE CEMENTACION DISEÑO OPTIMO DE FLUIDO BIT WALK TENDENCY - ANALISIS DE TORQUE Y ARRASTRE - SWAB AND SURGE ANALISIS DE VIBRACION Y VELOCIDAD CRITICA DE SARTA. 	3
DISEÑO DE COMPLETACION DE POZO	<ul style="list-style-type: none"> PRODUCCION ESPERADA POR ANALOGIA DIAMETRO Y GRADO DE COMPLET. SEGUN EXISTENCIA 	<ul style="list-style-type: none"> COMPLETACION AJUSTADA A MUESTRA DE FLUIDO, APL. RGP PRESION Y ALGUNOS CONTAMINANTES ALGUNOS ACCESORIOS IDENTIFICADOS 	<ul style="list-style-type: none"> COMPLET. AJUSTADA A: PVT, COMPOSICION, CONTAMINANTES ACCESORIOS IDENTIFICADOS (CAMISAS, EMPACADURAS, MANDRILES, NIPLES, BOMBA ELECT. SUMERG, ETC ACCESORIOS DE MONITOREO IDENTIFICADO. 	<ul style="list-style-type: none"> ECUACION DE ESTADO DEFINIDO, ACCESORIOS DE MONITOREO DEFINIDOS MODELO DE COMPLETACION FINAL (INCLUYE CABEZAL DE PROD. O INYECCION) 	3
INTERFASES OPERACIONES	<ul style="list-style-type: none"> COMUNICACION FORMAL ENTRE INGENIERIA Y YACIMIENTO. COMUNICACION INFORMAL ENTRE INGENIERIA Y OPERACIONES, ENTRE OPERACIONES, LOGISTICA Y CONTRATISTA 	<ul style="list-style-type: none"> ROLES Y RESPONSABILIDADES DEFINIDOS 	<ul style="list-style-type: none"> COMUNICACION FORMAL ENTRE INGENIERIA Y YACIMIENTO, ENTRE OPERACIONES, LOGISTICA Y CONTRATISTA. 	<ul style="list-style-type: none"> MESA DE TRABAJO ESTABLECIDA Y OPERANDO 	3
CRONOGRAMA DE PERFORACION Y REHABILITACION	<ul style="list-style-type: none"> NO HAY DISPONIBILIDAD DE TALADRO INTERNO 			<ul style="list-style-type: none"> PROYECTO INCLUIDO EN SECUENCIA DE TALADRO 	1
ACUERDOS COMERCIALES	<ul style="list-style-type: none"> NINGUNO FINALIZADO 	<ul style="list-style-type: none"> ACUERDOS PRINCIPALES FINALIZADOS 	<ul style="list-style-type: none"> ADECUADOS ACUERDOS COMERCIALES QUE PERMITEN AL NEGOCIO DEFINIR OBJETIVOS Y ESTRATEGIAS. 	<ul style="list-style-type: none"> TODOS LOS ACUERDOS FINALIZADOS 	2
TOTAL					2,5

IPA Well Complexity Index

1.- INTRODUCIR LOS DATOS BÁSICOS DEL POZO EN LA TABLA UBICADA A LA DERECHA DE ESTAS INSTRUCCIONES 2.- CONSIDERE Y UBIQUE COMO RELACIONA ESTE POZO CON LOS 30 FACTORES DE COMPLEJIDAD MENCIONADOS ABAJO, USANDO EL RANGO (0 - 6) SEÑALADO EN LA GUIA. 3.- POR CADA LINEA, INTRODUZCA EN LAS CELDAS AMARILLAS (COLUMNA K), LA RESPUESTA MÁS APROPIADA. 4.- DONDE EL FACTOR REQUERIDO ES UN TÉRMINO CUANTITATIVO, INTRODUZCA EN LA CELDA AMARILLA (COLUMNA J) EL VALOR MÁS APROPIADO 5.- COMPLETE LAS CELDAS AMARILLAS EN LA SECCIÓN DE "RESPUESTAS DEL POZO ". UBICADA EN LA PARTE INFERIOR DE LA TABLA DE LOS FACTORES DE COMPLEJIDAD 6.- GUARDE EL ARCHIVO	NOMBRE DEL POZO (NOMBRE OFICIAL)	
	NOMBRE DEL PROYECTO	
	TIPO DE POZO (EXP. AVZ. DESARROLLO)	
	POSICION DEL POZO EN LA SECUENCIA	
	LOCALIZACIÓN	

GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD DEL PROCESO DE PERFORACIÓN

FACTOR DE COMPLEJIDAD	DEFINICIÓN DE FACTORES	PUNTUACIÓN DE LA COMPLEJIDAD						Puntuación	Resultados
		BAJA					ALTA		
		0	1	2	3	4	5	6	

RIESGOS DE LA PERFORACIÓN - CONDICIONES DE SUBSUELO

1	RIESGOS DE LA PERFORACIÓN - INFLUJO DE FLUIDOS DE FORMACIÓN	SIN FLUIDOS (GAS) SUPERFICIAL ADVERSO	<2% H2S, CO2, INFLUJO DE AGUA SALADA (CaCl2)	>2% CO2	INFLUJO DE AGUA SUPERFICIAL	H2S > 2%	GAS SUPERFICIAL	GAS SUPERFICIAL SEVERO	1	3
2	GEOLOGIA/TIPO DE ROCA DE FORMACIÓN	FORMACIÓN NO REACTIVA	ARCILLAS REACTIVAS O FORMACIÓN DE CARBÓN < 3000'			2 O MÁS ARCILLAS/CARBÓN REACTIVA, O UNA FORM. REACTIVA. >3000'			4	8
3	DOMO SALINO	SIN PRESENCIA DEL DOMO SALINO		DOMO SALINO > 250°F O >8000'		DOMO SALINO > 250°F O >10000'			0	0
4	FRACTURAS NATURALES, FALLAS, ZONA DE BAJA PRESIÓN			PERDIDA DE FILTRADO		PERDIDA DE CIRCULACIÓN		PERDIDA DE CIRCULACIÓN SEVERA	3	4.8
5	TECTÓNICA	NO			SI EL ESFUERZO VERTICAL NO ES EL MÁXIMO ESFUERZO				5	8
6	VENTANA OPERACIONAL: PESO DE LODO VS GRADIENTE DE FRACTURA	> 1.5 LPG		1.0 A 1.5 LPG		< 1.0 LPG		<= 0.5 LPG	1	3
7	MÁXIMA PRESIÓN ANTICIPADA	< 5000 LPPC	5000 - 7500 LPPC	7500 - 10000 LPPC	10000 - 12500 LPPC	12500 - 15000 LPPC	> 20000 LPPC		1	1.6
8	CAMBIOS EN EL PERFIL DE PRESIONES (N° DE CASING / INCLUYE CONDUCTOR)	<4	4	5	6	7	8	>8	1	3
9	TEMPERATURA	< 225°F	225°F A 275°F	275°F A 350°F	> 350°F				1	1.6
10	MÁXIMO DENSIDAD DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN / REHABILITACIÓN	< 10.0 LPG	10.0 A 12.5 LPG	12.5 A 15.5 LPG	15.5 A 18.5 LPG	18.5 A 21.0 LPG	> 21.0 LPG		1	2
11	DIFERENCIAL DE PRESIÓN: PRESIÓN DE PORO VS PESO DEL LODO	< 1000 LPPC	> 1000-2000 LPPC O < 0 - 2000 LPPC	+/- 2000 - 3000 LPPC	+/- 3000 - 4000 LPPC	+/- 4000 - 5000 LPPC	> 5000 LPPC		1	2
RESULTADO TOTAL DE LOS RIESGOS DE PERFORACIÓN									1,7	37,0

INTERFASE DEL YACIMIENTO

12	EQUIPO DE COMPLETACIÓN (N° DE COMPONENTES)	2	3 - 4	5 - 6	7 - 8	9 - 10	> 10		1	2.6
13	ADQUISICIÓN DE DATOS: COMPLETACIÓN INTELIGENTE (N° DE SENSORES)	0	1	2	3 - 4	4 - 6	6 - 9		1	3
14	ADQUISICIÓN DE DATOS DURANTE LA PERFORACIÓN	REGISTROS DE GUAYA - UNA CORRIDA	LWD (GR Y RESISTIVIDAD) Y UN A CORRIDA DE GUAYA	2 O MÁS CORRIDAS POR SECCIÓN DE HOYO Y LWD	3 CORRIDAS DE REG. INCLUYENDO MDT/RFT/DIP.	REGISTROS CON TUBERÍA	REGISTROS CON TUBERÍA Y MDT/RFT.		1	1
15	POZO MULTILATERAL / HORIZONTAL (> 85°)	NO - MULTILATERAL / HORIZONTAL	HORIZONTAL HOYO ABIERTO SIMPLE	1 - 3 LATERAL DUAL	4 - 5 LATERAL DUAL O 1 - 3 LATERAL TRIPLE O CUADRUPLE	5 - 6 LATERAL DUAL	5 - 6 LATERAL CUADRUPLE		1	3
16	REQUERIMIENTOS DE ESTIMULACIÓN	SIN ESTIMULACIÓN	ACIDO SIMPLE O FRACTURA	FRACTURA HIDRÁULICA (EN TIERRA)	FRACTURA HIDRÁULICA (EN EL LAGO)	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO MULTIPLE			1	2
17	REQUERIMIENTO DE CONTROL DE ARENA	NO					SI		2	5.2

RESULTADO TOTAL DE LA INTERFASE DEL YACIMIENTO								1,2	16,8
---	--	--	--	--	--	--	--	------------	-------------

GEOMETRÍA DEL HOYO

18	FASES DE EJECUCIÓN - PROFUNDIDAD DE TRABAJO	SIN LABOR DIRECCIONAL	LABOR DIRECCIONAL / KOP SUPERFICIAL (1000' - 3000')	LABOR DIRECCIONAL / KOP SUPERFICIAL (3000' - 6000')	LABOR DIRECCIONAL / KOP HECHO A < 1000' O ENTRE 6000' - 12000'		LABOR DIRECCIONAL HECHO A 12000' 18000'	LABOR DIRECCIONAL HECHO POR DEBAJO DE 18000'	3	4,8
19	POZO CON FASES COMPLEJAS	CONTROL VERTICAL	CONSTRUIR Y MANTENER ÁNGULO	TIPO "S" O "SI" MODIFICADO (90° AL FINAL)	TRES FASES DE CAMBIO	CUATRO FASES DE CAMBIO		POZO DISEÑADO CON MÁS DE CUATRO FASES DE CAMBIO	1	3
20	ÁNGULO DE NAVEGACIÓN	HOYOS VERTICALES	MENOS DE 30°	30 - 45°	45 - 65°	MÁS DE 65°			4	12
21	ANTICOLISIÓN/POZOS CON SALIDA DESDE UNA MACOLLA	1 - 2 POZOS	2 - 9 POZOS	9 - 18 POZOS	18 - 30 POZOS	30 - 45 POZOS	MÁS DE 45 POZOS		1	2
22	PROFUNDIDAD MEDIDA	< 6000'	6000' - 12500'	12500' - 15000'	15000' - 18500'	18500' - 22500'	22500' - 28000'	> 28000'	1	2,3
23	HOYOS CON LONGITUD QUE NO SON ESTÁNDAR PARA LOS DIÁMETROS.	LONGITUDES DE HOYOS ESTÁNDAR PARA LOS DIÁMETROS.						> 1500' DE => 32" ; > 8000' DE => 16" ; > 5000' DE 6.5" O MENOS; ; > 3000' DE 4.5" O MENOS.	1	2,3
24	TOLERANCIA ENTRE DIÁMETROS DE HOYOS Y REVESTIMIENTOS.	POZO CUMPLE CON TOLERANCIA MINIMA			2" O MENOS EN REV. DE 13-3/8" - 1" O MENOS EN REV. 4-13-3/8"	2 OCURRENCIAS DE POCA TOLERANCIA	3 O MÁS OCURRENCIAS DE POCA TOLERANCIA		2	6
RESULTADO TOTAL DE GEOMETRÍA DE HOYO								1,9	32,4	

EQUIPO Y TECNOLOGÍA

25	ADECUACION DEL TALADRO ALAS CONDICIONES DE TRABAJO	CUMPLE CON LAS DEMANDAS DEL PROYECTO	UN SISTEMAS OPER. A MÁXIMA CAPAC. (> 90%) EN UNA FASE DEL POZO	UN SISTEMAS OPER. A MÁX. CAPAC. (> 90%) EN TODO EL POZO	DOS SISTEMAS OPER. A MÁX. CAPAC. (> 90%) EN UNA FASE DEL POZO	DOS SISTEMAS OPER. A MÁX. CAPAC. (> 90%) EN TODO EL POZO	TRES O MÁS SISTEM. OPER. A MÁX. CAPAC. (> 90%)		1	3
26	TECNOLOGÍA	TRADICIONAL	NUEVAS APLICACIONES AL EQUIPO	PEQUEÑOS APORTES POR TECNOLOGÍAS	PEQUEÑA NUEVAS MODIFICACIONES DE ELEMENTOS MAYORES.	MODIFICACION MAYOR/ EXTENSION SIGNIFICATIVA DEL CONOCIMIENTO TECNOLÓGICO.	NUEVOS CONCEPTOS SUSTANCIALES	CAMBIO REVOLUCIONARIO	2	4,6
27	TIPO DE CABEZAL	CABEZAL DE 10000 LPPC.		CABEZAL DE 15000 LPPC.	10000' LPPC TLP O SPAR			CABEZAL SUBMARINO	1	2,3
RESULTADO TOTAL DEL EQUIPO Y TECNOLOGIA								1,3	9,9	

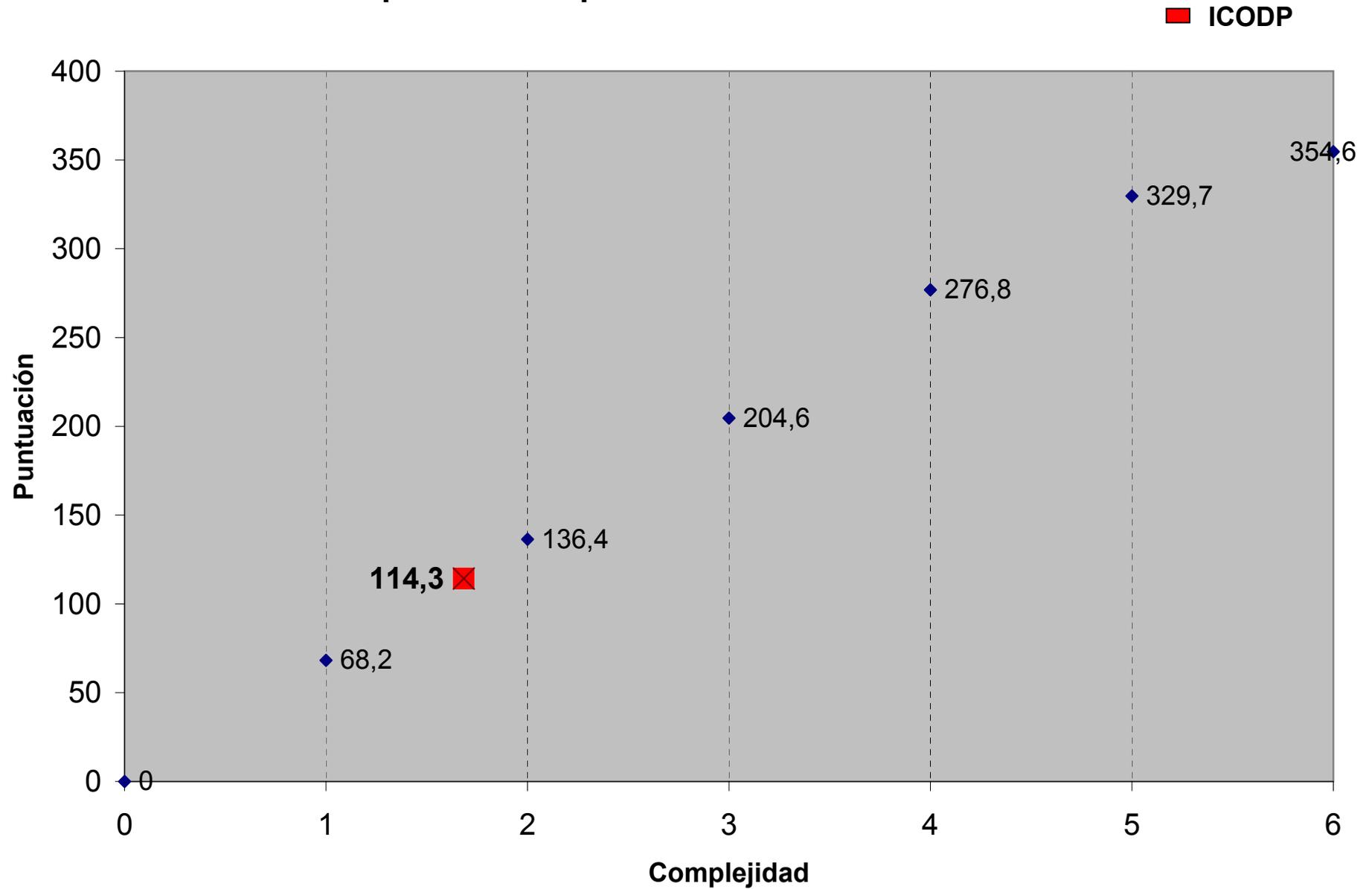
LOCALIZACIÓN - AMBIENTE, CONSECUENCIAS METEOROLÓGICAS

28	CONSECUENCIAS AMBIENTALES	NO HAY LIMITACIONES DE DESCARGA	CAUSA POCO IMPACTO EN EL DISEÑO/OPERACION		CAUSA SUSTANCIAL IMPACTO EN EL DISEÑO/OPERACION.		NO SE PERMITE DESCARGA AL AMBIENTE		5	13
29	PROFUNDIDAD DE AGUA EN LOCACION	EN TIERRA	1 - 350'	350' - 1500' EN ÁREAS ADVERSAS(SELVAS, PANTANOS)	1500' - 3000'	3000' - 5000'	5000' - 7500'	> 7500'	1	2,6
30	CONSECUENCIA DEL AMBIENTE DE CORRIENTES O MAREAS	SIN MARULLO/CORRIENTE	1 - 1.5 NUDOS	1.5 - 2.0 NUDOS	2.0 - 3.5 NUDOS		3.5 NUDOS O REMOLINO		1	2,6
RESULTADO TOTAL DE LAS CONSIDERACIONES AMBIENTALES								2,3	18,2	

RESUMEN DE RESULTADOS

RIESGOS DE PERFORACIÓN	37,0
INTERFASE DEL YACIMIENTO	16,8
GEOMETRÍA DEL HOYO	32,4
EQUIPO Y TECNOLOGIA	9,9
CONSIDERACIONES AMBIENTALES	18,2
TOTAL	114,3

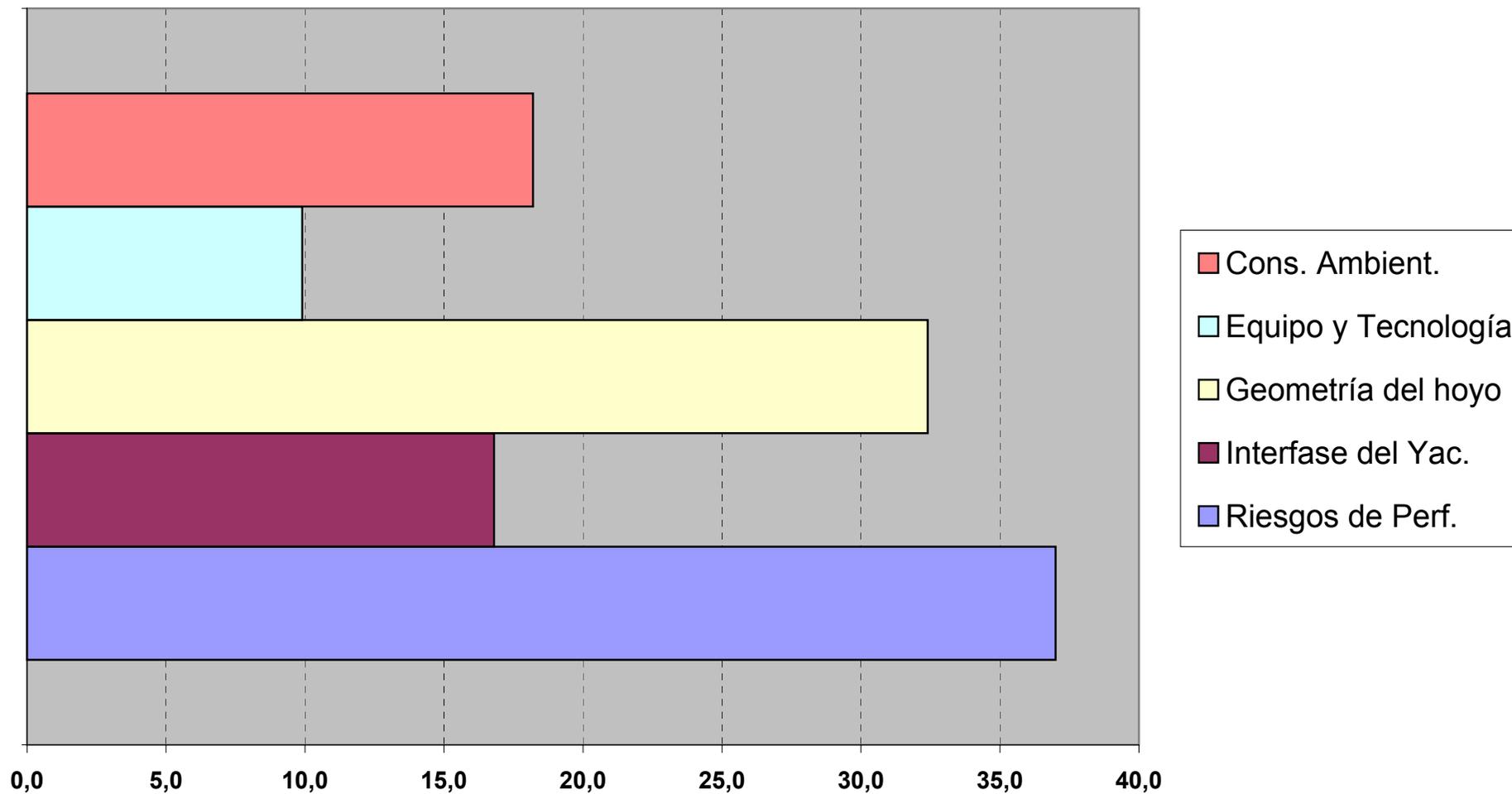
Equivalencias para resultados del ICODP



RESULTADO TOTAL DEFINICIÓN DE YACIMIENTOS		
RESULTADO PARA LA CAPTURA DE DATOS (INPUTS)		
Nivel de definición	PRIMARIA	2,4
RESULTADO PARA LAS TAREAS		
Nivel de definición	PRELIMINAR	2,1
RESULTADO PARA LAS RESTRICCIONES		
Nivel de definición	PRELIMINAR	2,3
TOTAL (ICADY)	PRELIMINAR	2,3

RESULTADO TOTAL DEFINICIÓN DE PERFORACIÓN		
RESULTADO PARA LAS TAREAS (ICADP)		
Nivel de definición	PRIMARIA	2,5
COMPLEJIDAD DE POZO		
Resultado ICODP	114,3	que equivale a: 1,7

Factores que influyen sobre el ICODP



Localización SIN-2X2

Indice		Rango	Valor
Indice Complejidad Pozo	ICODP	0 al 6	0,8
Indice Calidad Definición Pozo	ICADP	1 al 4	2,5

MATRIZ FEL DE CONSTRUCCION DE POZOS

TAREA	SELECCIÓN (4)	PRIMARIA (3)	PRELIMINAR (2)	DEFINITIVA (1)	Resultados
DEFINICION DE POZO	PROGNOSIS GEOLOGICA: -COORD. SUP. Y FONDO -OBJ. PRIM. Y SECUNDARIOS -TOPES ESTATIGRAFICOS	- GRAD. PRESION PORO GRAD. PRESION FRACTURA - CARACTERISTICAS LITOLOGICAS	- GEOMECANICA REGIONAL BUZAMIENTO/DIRECC. DE ESTRATOS	- GEOMECANICA LOCAL - PROGRAMA DE NUCLEOS	3
CONFORMACION GRUPO DE TRABAJO	- LIDER, PLANIFICACION Y DISEÑO (IDENTIFICADO)	- LIDER, PLANIFICACION Y DISEÑO (IDENTIFICADO) IDENTIFICADO TEAM PRINCIPAL Y ESPECIALISTAS	- TEAM PRINCIPAL DEFINIDO MAS ACUERDO DE PARTICIPACION PARCIAL DE LOS ESPECIALISTAS	- TEAM COMPLETADO, VIRTUALMENTE AUTOSUFICIENTE, SE TIENE EL COMITE GUIA IDENTIFICADO Y COMITE DE REVISION DE ASEGURAMIENTO DE CALIDAD DE LOS PROCESOS ESTABLECIDO.	2
IDENTIFICACION Y EVALUACION DE NUEVAS TECNOLOGIAS	- TECNOLOGIA CONVENCIONAL DE RUTINA	- IDENTIFICACION DE NUEVAS TECNOLOGIAS	- ANALISIS DE FACTIBILIDAD DE APLICACION	- ANALISIS DE RIESGO CONCLUIDO	3
ANALISIS DE CONCEPTO TALADRO	- DISPONIBILIDAD LOCAL - LOCALIZACION CONVENCIONAL	- DISPONIBILIDAD DE MERCADO - REDISEÑO DE LOCALIZACION	- ACCESO A LOCALIZACION Y FACILIDAD DE MUDANZA.	- PLAN DE MUDANZA. - OPCIONES DE TALADROS IDENTIFICADAS	4
DISEÑO DE TALADRO	- CARACTERISTICAS BASICAS (POTENCIA MALACATE Y BOMBA) - CAPACIDAD ESTRUCTURA - TIPO, DIAMETRO Y PRESION BOP'S	- EQUIPO DE CONTROL DE SOLIDOS - SISTEMA DE FLUIDO - EQUIPOS Y HERRAMIENTAS	- TOP DRIVE. - DETECTORES DE GASES. - IDENTIFICADO TIPO DE TALADRO (POTENCIA, CAPACIDAD, AUTOMATIZACION, CAPTURA DE DATOS, SISTEMA DE MANEJO EFLUENTE)	- ANALISIS TALADRO, EQUIPOS Y HERRAMIENTAS REQUERIDO VS. DISPONIBLE - EQUIPO OPTIMO (TALADRO, COILED TUBING, SNUBBING)	2
CERTIFICACION DE TALADRO Y EQUIPOS	- NO POSEE CERTIFICACION			- SE TIENE CERTIFICACION AVALADA POR ESPECIALISTAS (MODU, SEA WORTHINESS)	1
DATOS POZOS VECINOS	- PESO Y TIPO DE LODO (MINIMO Y MAXIMO) - DIAMETRO DE HOYO - PUNTO DE ASENTAMIENTO DE REVESTIDORES	- PROBLEMAS OPERACIONALES ESTABILIDAD DE HOYO (MECANICA, QUIMICA) - REGISTROS ELECTRICOS	- PRUEBA DE INTEGRIDAD DE FORMACION (LEAK OFF TEST) - ANALISIS DE NUCLEO	- DAÑO DE FORMACION. - DIAMETRO PORAL - VENTANA OPERACIONAL DE LODO	3
DISEÑO Y CONSTRUCCION DE POZO	- PROGRAMA DIRECCIONAL. - SELECCION DE MECHAS - SELECCION DE BHA - DISEÑO DE LODO Y CEMENTO - DISEÑO DE REVESTIDORES SEGUN EXISTENCIA	- EXPERIENCIA DE TERCEROS EN DISEÑO DE REVESTIDOR, CEMENTACION, BHA, LODO, ETC.	- DISEÑO DE REVESTIDOR MEJORADO - DISEÑO DE BHA. - DISEÑO DE CEMENTACION - ANALISIS DE TENDENCIAS (WOP, RPM, TORQUE Y ARRASTRE)	- MAGNITUD Y DIRECCION DE ESFUERZOS - TRAYECTORIA OPTIMA / ANALISIS ANTICOLISION - SIMULACION DE CEMENTACION - DISEÑO OPTIMO DE FLUIDO - BIT WALK TENDENCY - ANALISIS DE TORQUE Y ARRASTRE - SWAB AND SURGE - ANALISIS DE VIBRACION Y VELOCIDAD CRITICA DE SARTA.	3
DISEÑO DE COMPLETACION DE POZO	- PRODUCCION ESPERADA POR ANALOGIA - DIAMETRO Y GRADO DE COMPLET. SEGUN EXISTENCIA	- COMPLETACION AJUSTADA A MUESTRA DE FLUIDO, API, RGP PRESION Y ALGUNOS CONTAMINANTES - ALGUNOS ACCESORIOS IDENTIFICADOS	- COMPLET. AJUSTADA A: PVT, COMPOSICION, CONTAMINANTES ACCESORIOS IDENTIFICADOS (CAMISAS, EMPACADURAS, MANDRILES, NIFLES, BOMBA ELECT. SUMERG, ETC - ACCESORIOS DE MONITOREO IDENTIFICADO.	- ECUACION DE ESTADO DEFINIDO. - ACCESORIOS DE MONITOREO DEFINIDOS. - MODELO DE COMPLETACION FINAL (INCLUYE CABEZAL DE PROD. O INYECCION)	4
INTERFASES OPERACIONES	- COMUNICACION FORMAL ENTRE INGENIERIA Y YACIMIENTO. - COMUNICACION INFORMAL ENTRE INGENIERIA Y OPERACIONES, ENTRE OPERACIONES, LOGISTICA Y CONTRATISTA	- ROLES Y RESPONSABILIDADES DEFINIDOS	- COMUNICACION FORMAL ENTRE INGENIERIA Y YACIMIENTO, ENTRE OPERACIONES, LOGISTICA Y CONTRATISTA.	- MESA DE TRABAJO ESTABLECIDA Y OPERANDO	2
CRONOGRAMA DE PERFORACION Y REHABILITACION	- NO HAY DISPONIBILIDAD DE TALADRO INTERNO			- PROYECTO INCLUIDO EN SECUENCIA DE TALADRO	1
ACUERDOS COMERCIALES	- NINGUNO FINALIZADO	- ACUERDOS PRINCIPALES FINALIZADOS	- ADECUADOS ACUERDOS COMERCIALES QUE PERMITEN AL NEGOCIO DEFINIR OBJETIVOS Y ESTRATEGIAS.	- TODOS LOS ACUERDOS FINALIZADOS	2
TOTAL					2,5

IPA Well Complexity Index

1.- INTRODUCIR LOS DATOS BÁSICOS DEL POZO EN LA TABLA UBICADA A LA DERECHA DE ESTA INSTRUCCIONES 2.- CONSIDERE Y UBIQUE COMO RELACIONA ESTE POZO CON LOS 30 FACTORES DE COMPLEJIDAD MENCIONADOS ABAJO, USANDO EL RANGO (0 - 6) SEÑALADO EN LA GUIA. 3.- POR CADA LINEA, INTRODUZCA EN LAS CELDAS AMARILLAS (COLUMNA K), LA RESPUESTA MÁS APROPIADA. 4.- DONDE EL FACTOR REQUERIDO ES UN TÉRMINO CUANTITATIVO, INTRODUZCA EN LA CELDA AMARILLA (COLUMNA J) EL VALOR MÁS APROPIADO 5.- COMPLETE LAS CELDAS AMARILLAS EN LA SECCIÓN DE "RESPUESTAS DEL POZO ". UBICADA EN LA PARTE INFERIOR DE LA TABLA DE LOS FACTORES DE COMPLEJIDAD 6.- GUARDE EL ARCHIVO	NOMBRE DEL POZO (NOMBRE OFICIAL)	
	NOMBRE DEL PROYECTO	
	TIPO DE POZO (EXP. AVZ. DESARROLLO)	
	POSICION DEL POZO EN LA SECUENCIA	
	LOCALIZACIÓN	

GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD DEL PROCESO DE PERFORACIÓN

FACTOR DE COMPLEJIDAD	DEFINICIÓN DE FACTORES	BAJA	PUNTUACIÓN DE LA COMPLEJIDAD						ALTA	Puntuación	Resultados
		0	1	2	3	4	5	6			

RIESGOS DE LA PERFORACIÓN - CONDICIONES DE SUBSUELO

1	RIESGOS DE LA PERFORACIÓN - INFLUJO DE FLUIDOS DE FORMACIÓN	SIN FLUIDOS (GAS) SUPERFICIAL ADVERSO	<2% H2S, CO2, INFLUJO DE AGUA SALADA (CaCl2)	>2% CO2	INFLUJO DE AGUA SUPERFICIAL	H2S > 2%	GAS SUPERFICIAL	GAS SUPERFICIAL SEVERO	0	0
2	GEOLOGIA/TIPO DE ROCA DE FORMACIÓN	FORMACIÓN NO REACTIVA	ARCILLAS REACTIVAS O FORMACIÓN DE CARBÓN < 3000'			2 O MÁS ARCILLAS/CARBON REACTIVA, O UNA FORM. REACTIVA. >3000'			4	8
3	DOMO SALINO	SIN PRESENCIA DEL DOMO SALINO		DOMO SALINO > 250°F O >8000'		DOMO SALINO > 250°F O >10000'			0	0
4	FRACTURAS NATURALES, FALLAS, ZONA DE BAJA PRESIÓN			PERDIDA DE FILTRADO		PERDIDA DE CIRCULACIÓN		PERDIDA DE CIRCULACIÓN SEVERA	3	4.8
5	TECTÓNICA	NO			SI EL ESFUERZO VERTICAL NO ES EL MÁXIMO ESFUERZO				5	8
6	VENTANA OPERACIONAL: PESO DE LODO VS GRADIENTE DE FRACTURA	> 1.5 LPG		1.0 A 1.5 LPG		< 1.0 LPG		<= 0.5 LPG	1	3
7	MÁXIMA PRESIÓN ANTICIPADA	< 5000 LPPC	5000 - 7500 LPPC	7500 - 10000 LPPC	10000 - 12500 LPPC	12500 - 15000 LPPC	> 20000 LPPC		1	1.6
8	CAMBIOS EN EL PERFIL DE PRESIONES (N° DE CASING / INCLUYE CONDUCTOR)	<4	4	5	6	7	8	>8	0	0
9	TEMPERATURA	< 225°F	225°F A 275°F	275°F A 350°F	> 350°F				1	1.6
10	MÁXIMO DENSIDAD DEL FLUIDO DE PERFORACIÓN / REHABILITACIÓN	< 10.0 LPG	10.0 A 12.5 LPG	12.5 A 15.5 LPG	15.5 A 18.5 LPG	18.5 A 21.0 LPG	> 21.0 LPG		1	2
11	DIFERENCIAL DE PRESIÓN: PRESIÓN DE PORO VS PESO DEL LODO	< 1000 LPPC	> 1000-2000 LPPC Ó < 0 - 2000 LPPC	+/- 2000 - 3000 LPPC	+/- 3000 - 4000 LPPC	+/- 4000 - 5000 LPPC	> 5000 LPPC		1	2
RESULTADO TOTAL DE LOS RIESGOS DE PERFORACIÓN									1,5	31,0

INTERFASE DEL YACIMIENTO

12	EQUIPO DE COMPLETACIÓN (N° DE COMPONENTES)	2	3 - 4	5 - 6	7 - 8	9 - 10	> 10		1	2.6
13	ADQUISICIÓN DE DATOS: COMPLETACIÓN INTELIGENTE (N° DE SENSORES)	0	1	2	3 - 4	4 - 6	6 - 9		1	3
14	ADQUISICIÓN DE DATOS DURANTE LA PERFORACIÓN	REGISTROS DE GUAYA - UNA CORRIDA	LWD (GR Y RESISTIVIDAD) Y UN A CORRIDA DE GUAYA	2 O MÁS CORRIDAS POR SECCIÓN DE HOYO Y LWD	3 CORRIDAS DE REG. INCLUYENDO MDT/RFT/DIP.	REGISTROS CON TUBERÍA	REGISTROS CON TUBERÍA Y MDT/RFT.		0	0
15	POZO MULTILATERAL / HORIZONTAL (> 85°)	NO - MULTILATERAL / HORIZONTAL	HORIZONTAL HOYO ABIERTO SIMPLE	1 - 3 LATERAL DUAL	4 - 5 LATERAL DUAL O 1 - 3 LATERAL TRIPLE O CUADRUPLE	5 - 6 LATERAL DUAL	5 - 6 LATERAL CUADRUPLE		0	0
16	REQUERIMIENTOS DE ESTIMULACIÓN	SIN ESTIMULACIÓN	ACIDO SIMPLE O FRACTURA	FRACTURA HIDRÁULICA (EN TIERRA)	FRACTURA HIDRÁULICA (EN EL LAGO)	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO MULTIPLE			0	0
17	REQUERIMIENTO DE CONTROL DE ARENA	NO					SI		0	0

RESULTADO TOTAL DE LA INTERFASE DEL YACIMIENTO								0,3	5,6
---	--	--	--	--	--	--	--	------------	------------

GEOMETRÍA DEL HOYO

18	FASES DE EJECUCIÓN - PROFUNDIDAD DE TRABAJO	SIN LABOR DIRECCIONAL	LABOR DIRECCIONAL / KOP SUPERFICIAL (1000' - 3000')	LABOR DIRECCIONAL / KOP SUPERFICIAL (3000' - 6000')	LABOR DIRECCIONAL / KOP HECHO A < 1000' O ENTRE 6000' - 12000'		LABOR DIRECCIONAL HECHO A 12000' 18000'	LABOR DIRECCIONAL HECHO POR DEBAJO DE 18000'	0	0
19	POZO CON FASES COMPLEJAS	CONTROL VERTICAL	CONSTRUIR Y MANTENER ÁNGULO	TIPO "S" O "S" MODIFICADO (90° AL FINAL)	TRES FASES DE CAMBIO	CUATRO FASES DE CAMBIO		POZO DISEÑADO CON MÁS DE CUATRO FASE DE CAMBIO	0	0
20	ÁNGULO DE NAVEGACIÓN	HOYOS VERTICALES	MENOS DE 30°	30 - 45°	45 - 65°	MÁS DE 65°			0	0
21	ANTICOLISIÓN/POZOS CON SALIDA DESDE UNA MACOLLA	1 - 2 POZOS	2 - 9 POZOS	9 - 18 POZOS	18 - 30 POZOS	30 - 45 POZOS	MÁS DE 45 POZOS		0	0
22	PROFUNDIDAD MEDIDA	< 6000'	6000' - 12500'	12500' - 15000'	15000' - 18500'	18500' - 22500'	22500' - 28000'	> 28000'	1	2,3
23	HOYOS CON LONGITUD QUE NO SON ESTÁNDAR PARA LOS DIÁMETROS.	LONGITUDES DE HOYOS ESTÁNDAR PARA LOS DIÁMETROS.						> 1500' DE ⇒ 32" ; > 8000' DE ⇒ 16" ; > 5000' DE 6.5" O MENOS; ; > 3000' DE 4.5" O MENOS.	0	0
24	TOLERANCIA ENTRE DIÁMETROS DE HOYOS Y REVESTIMIENTOS.	POZO CUMPLE CON TOLERANCIA MINIMA			2" O MENOS EN REV. DE 13-3/8" - 1" O MENOS EN REV. 4-13-3/8"	2 OCURRENCIAS DE POCA TOLERANCIA	3 O MÁS OCURRENCIAS DE POCA TOLERANCIA		0	0
RESULTADO TOTAL DE GEOMETRÍA DE HOYO								0,1	2,3	

EQUIPO Y TECNOLOGÍA

25	ADECUACION DEL TALADRO ALAS CONDICIONES DE TRABAJO	CUMPLE CON LAS DEMANDAS DEL PROYECTO	UN SISTEMAS OPER. A MÁX.CAPAC. (> 90%) EN UNA FASE DEL POZO	UN SISTEMAS OPER. A MÁX.CAPAC. (> 90%) EN TODO EL POZO	DOS SISTEMAS OPER. A MÁX. CAPAC. (> 90%) EN UNA FASE DEL POZO	DOS SISTEMAS OPER. A MÁX. CAPAC. (> 90%) EN TODO EL POZO	TRES O MÁS. SISTEM. OPER. A MÁX. CAPAC. (> 90%)		0	0
26	TECNOLOGÍA	TRADICIONAL	NUEVAS APLICACIONES AL EQUIPO	PEQUEÑOS APORTES POR TECNOLOGÍAS	PEQUEÑA NUEVAS MODIFICACIONES DE ELEMENTOS MAYORES.	MODIFICACION MAYOR/ EXTENSION SIGNIFICATIVA DEL CONOCIMIENTO TECNOLÓGICO.	NUEVOS CONCEPTOS SUSTANCIALES	CAMBIO REVOLUCIONARIO	1	2,3
27	TIPO DE CABEZAL	CABEZAL DE 10000 LPPC.		CABEZAL DE 15000 LPPC.	10000' LPPC TLP O SPAR			CABEZAL SUBMARINO	0	0
RESULTADO TOTAL DEL EQUIPO Y TECNOLOGIA								0,3	2,3	

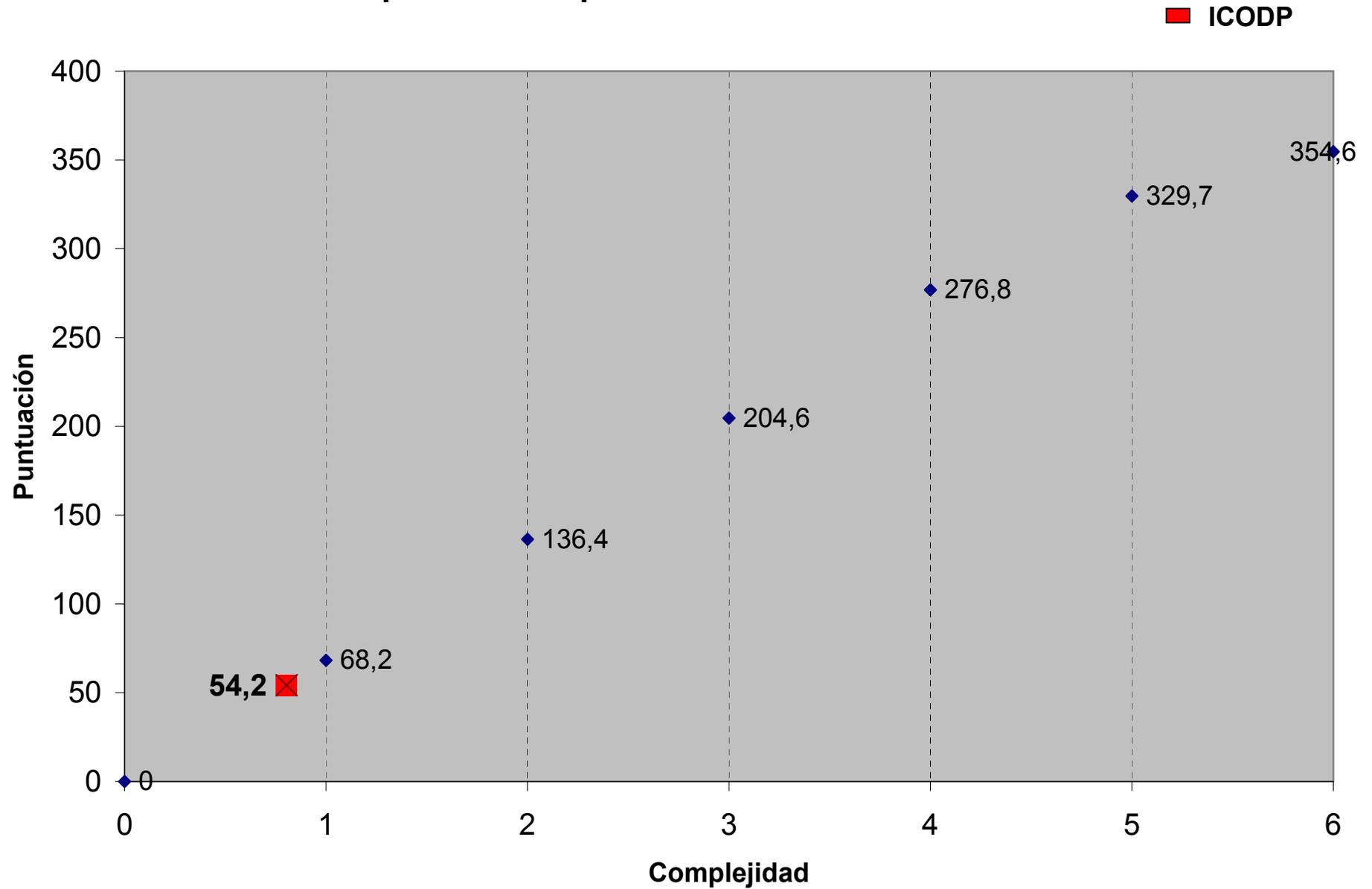
LOCALIZACIÓN - AMBIENTE, CONSECUENCIAS METEOROLÓGICAS

28	CONSECUENCIAS AMBIENTALES	NO HAY LIMITACIONES DE DESCARGA	CAUSA POCO IMPACTO EN EL DISEÑO/OPERACION		CAUSA SUSTANCIAL IMPACTO EN EL DISEÑO/OPERACION.		NO SE PERMITE DESCARGA AL AMBIENTE		5	13
29	PROFUNDIDAD DE AGUA EN LOCACION	EN TIERRA	1 - 350'	350' - 1500' EN ÁREAS ADVERSAS(SELVAS, PANTANOS)	1500' - 3000'	3000' - 5000'	5000' - 7500'	> 7500'	0	0
30	CONSECUENCIA DEL AMBIENTE DE CORRIENTES O MAREAS	SIN MARULLO/CORRIENTE	1 - 1.5 NUDOS	1.5 - 2.0 NUDOS	2.0 - 3.5 NUDOS		3.5 NUDOS O REMOLINO		0	0
RESULTADO TOTAL DE LAS CONSIDERACIONES AMBIENTALES								1,7	13,0	

RESUMEN DE RESULTADOS

RIESGOS DE PERFORACIÓN	31,0
INTERFASE DEL YACIMIENTO	5,6
GEOMETRÍA DEL HOYO	2,3
EQUIPO Y TECNOLOGIA	2,3
CONSIDERACIONES AMBIENTALES	13,0
TOTAL	54,2

Equivalencias para resultados del ICODP



Localización SIN-2X2

RESULTADO TOTAL DEFINICIÓN DE PERFORACIÓN

RESULTADO PARA LAS TAREAS (ICADP)

Nivel de definición

PRIMARIA

2,5

COMPLEJIDAD DE POZO

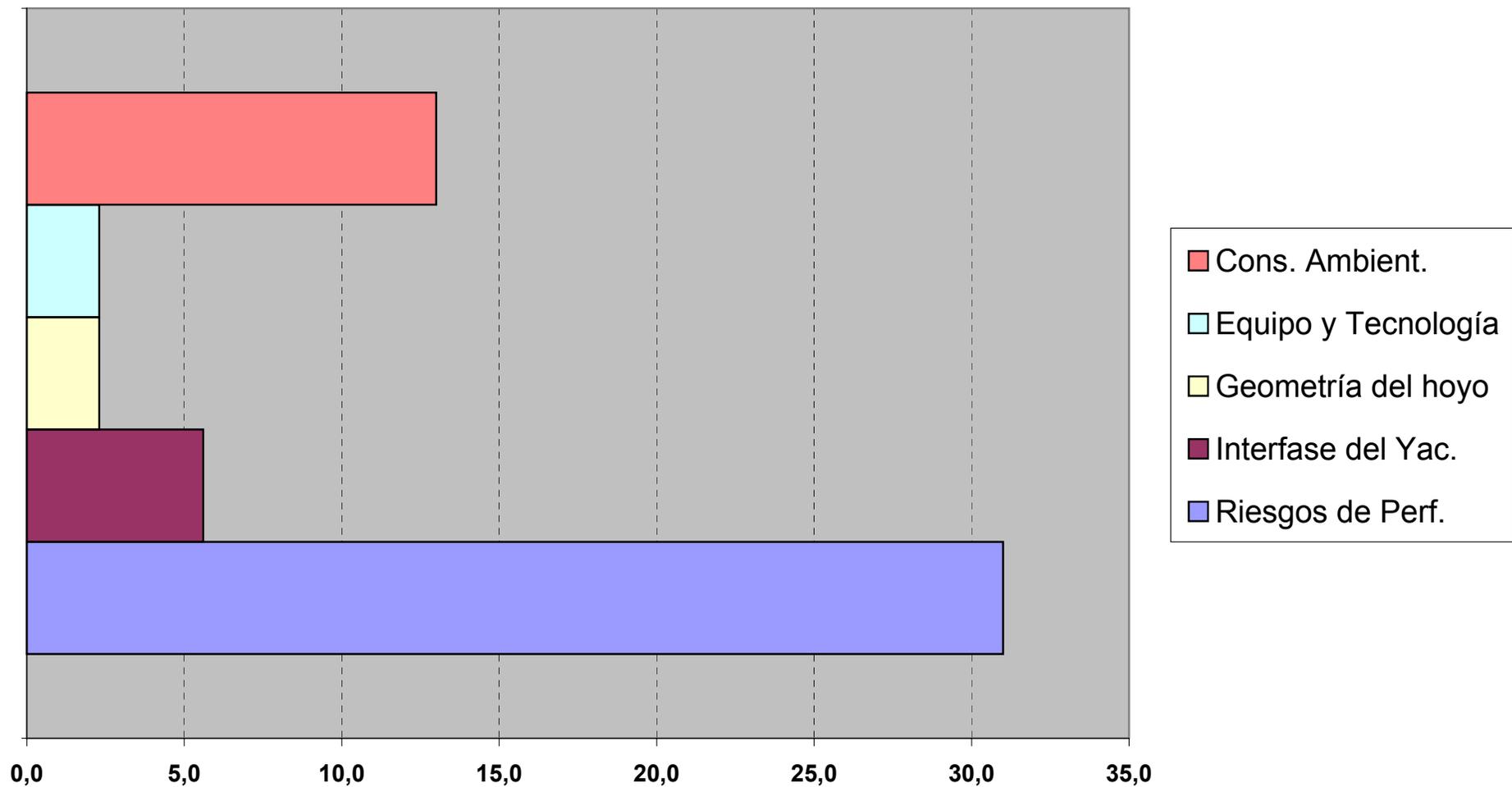
Resultado ICODP

54,2

que equivale a:

0,8

Factores que influyen sobre el ICODP



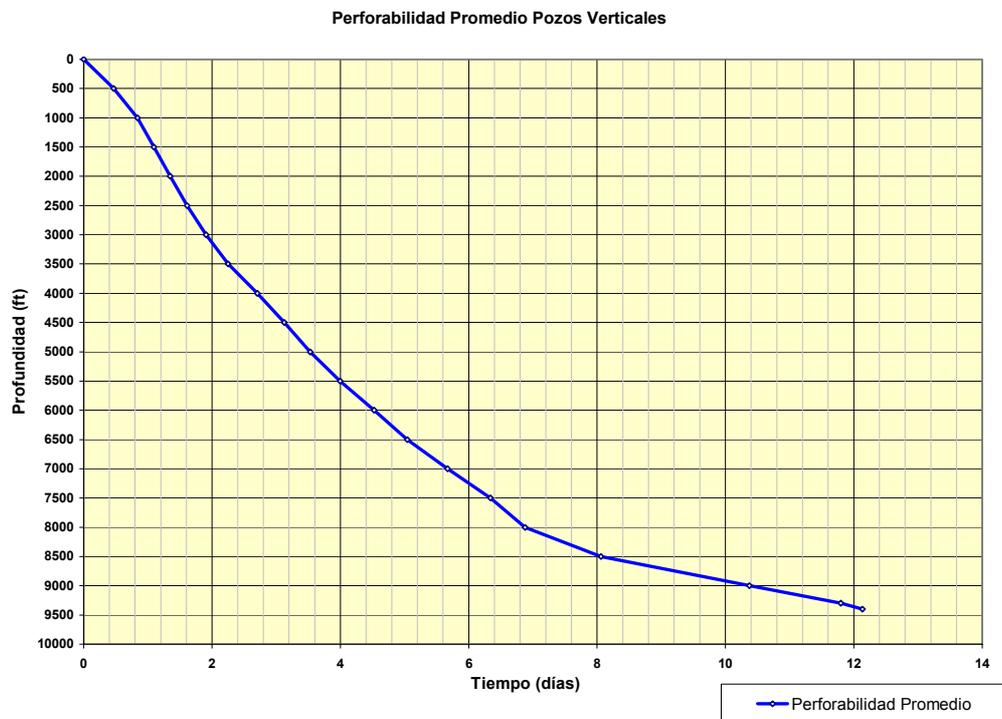
APÉNDICE C

C- Tiempos y curvas estimadas para el pozo de las localizaciones.

C.1 Transformación de los tiempos promedios de pozos verticales a horizontales

Profundidad y tiempos promedios de pozos verticales.

Profundidad (ft)	Tiempo (hrs)					T(prom) (días)
	S-83	S-84	S-85	S-86	S-87	
0	0	0	0	0	0	0
500	0,4	0,3	0,4	0,25	0,98	0,466
1000	0,75	0,68	1,2	0,36	1,2	0,838
1500	1,04	1,15	1,32	0,52	1,45	1,096
2000	1,39	1,48	1,48	0,71	1,69	1,35
2500	1,9	1,75	1,6	0,9	1,9	1,61
3000	2,52	2,08	1,72	1,1	2,11	1,906
3500	2,99	2,61	1,98	1,28	2,39	2,25
4000	3,84	3,3	2,2	1,54	2,65	2,706
4500	4,3	4,11	2,5	1,81	2,91	3,126
5000	4,88	4,7	2,87	2,08	3,12	3,53
5500	5,45	5,5	3,21	2,43	3,4	3,998
6000	5,98	6,48	3,7	2,82	3,65	4,526
6500	6,72	7,15	4,03	3,31	4,01	5,044
7000	7,6	7,94	4,5	3,82	4,49	5,67
7500	8,25	8,43	5,1	4,22	5,7	6,34
8000	8,81	9,2	5,65	4,61	6,11	6,876
8500	10,78	10,5	6,8	5,7	6,53	8,062
9000	15,15	13,15	8,4	7,5	7,66	10,372
9300	17,2	14,73	9,5	8,65	8,91	11,798
9400	17,8	15,03	9,79	8,95	9,1	12,134



Con los tiempos promedios obtenidos se realizó la transformación de tiempo vertical a horizontal.

Cálculo tipo (Plan #2).

➤ Profundidad del KOP = 6893'

$$T_{\text{Promedio}} = 5,54 \text{ días}$$

➤ Tiempo medido a la profundidad de 8100':

$$T_{PM} = \frac{T_{PV} \cdot (P_M - P_A)}{(P_V - P_A)} = 6,93 \frac{(8100 - 6893)}{(8021 - 6893)} = 7,42 \text{ (días)}$$

➤ Tiempo medido corregido a 8100':

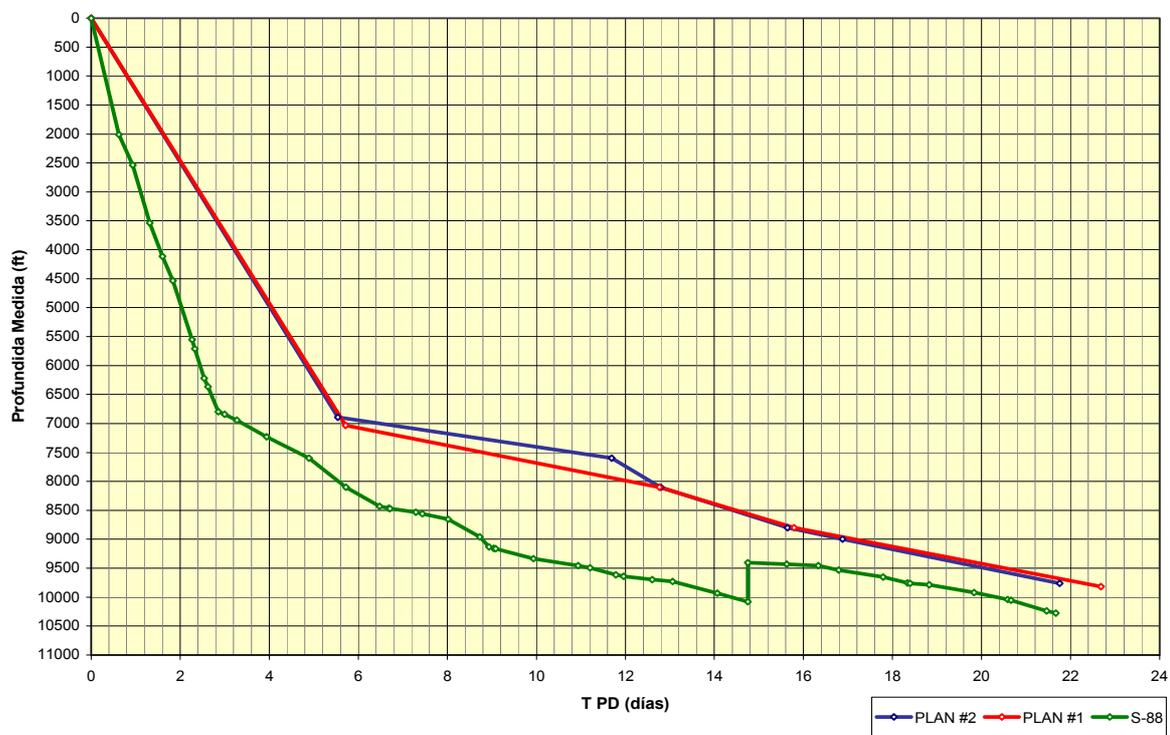
$$T_{PD} = (T_{PM} \cdot 1,32) + 3 = (7,42 \cdot 1,32) + 3 = 12,79 \text{ (días)}$$

Las tablas siguientes presentan las profundidades medidas y los tiempos obtenidos.

Sin-89 (32) PLAN #2	
MD (ft)	T_{PD}(días)
0	0
6892,6	5,54
7600	11,69
8100	12,79
8800	15,64
9000	16,88
9761,4	21,76

Sin-89 (32) PLAN #1	
MD (ft)	T_{PD}(días)
0	0
7035	5,72
8100	12,77
8800	15,786
9820	22,684

PERFORABILIDAD VS. TIEMPO



Esta comparación sirvió de base para los estimados de tiempos de los diseños propuestos para la Localización Sin-2X1.

C-2 Estimados de tiempos Localización Sin-2X1.

Diseño 1. Pozo Horizontal con hoyo Piloto

Tiempos estimados para cada fase.

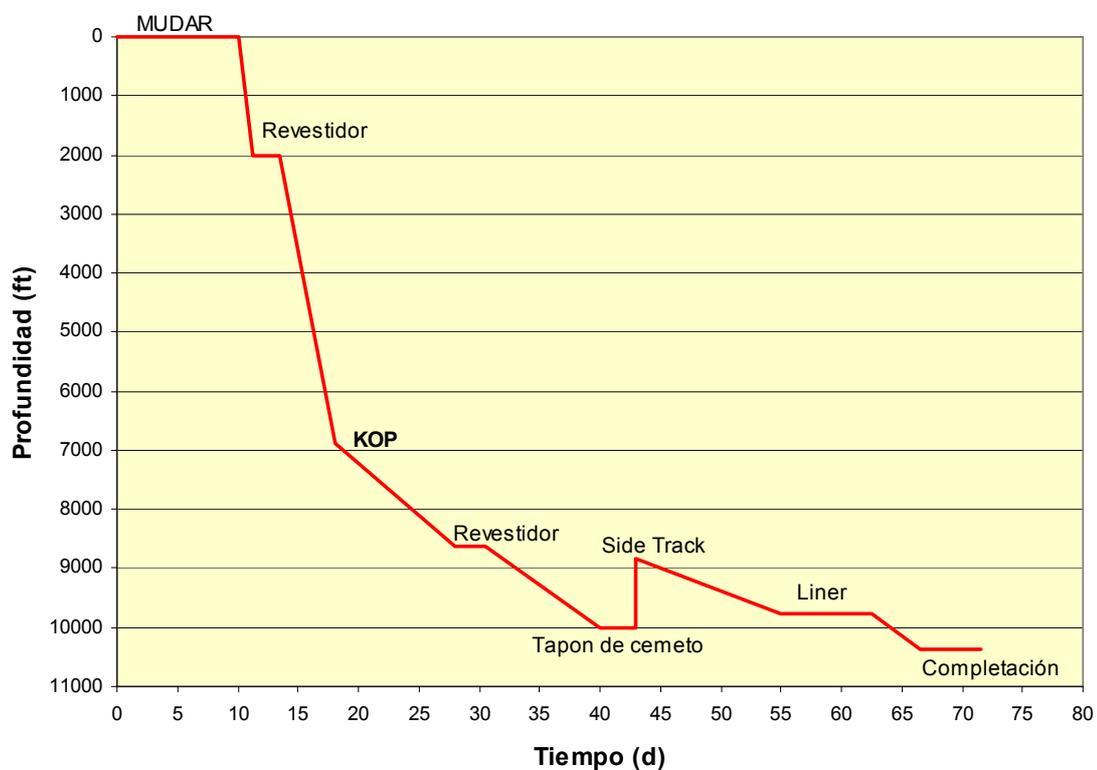
Profundidad	Fase	Tiempo (hr)	Tiempo (d)
0	Mudar	240	10
2010	Perf. Hoyo Superficie 17 1/2"	30	1,25
2000	Revestir Hoyo Sup. 13 3/8"	54	2,25
8615	Perf. Hoyo Intermedio 12 1/4"	348	14,5
8605	Revestir Hoyo Inter. 9 5/8"	60	2,5
10000	Perf. Hoyo piloto 8 3/8"	228	9,5
10000	TAPON DE CEMENTO	72	3
9770	Perf. Hoyo Intermedio 8 3/8"	288	12
9761	Liner 7"	180	7,5
10361	Perf. hoyo preproducción 6"	96	4
10361	Completar	120	5

SIN-2X1

Profundidad, tiempo y ROP estimadas.

Profundidad (ft)	Tiempo (d)	ROP
0	0	90
0	10	
2010	11,25	
2010	13,5	85
6893	18	
8615	28	14
8615	30,5	6
10000	40	
10000	43	
8850	43	6
9770	55	
9770	62,5	12
10361	66,5	
10361	71,5	

Prof. vs Tiempo (Diseño 1)



Diseño 2. Pozo Horizontal sin hoyo Piloto

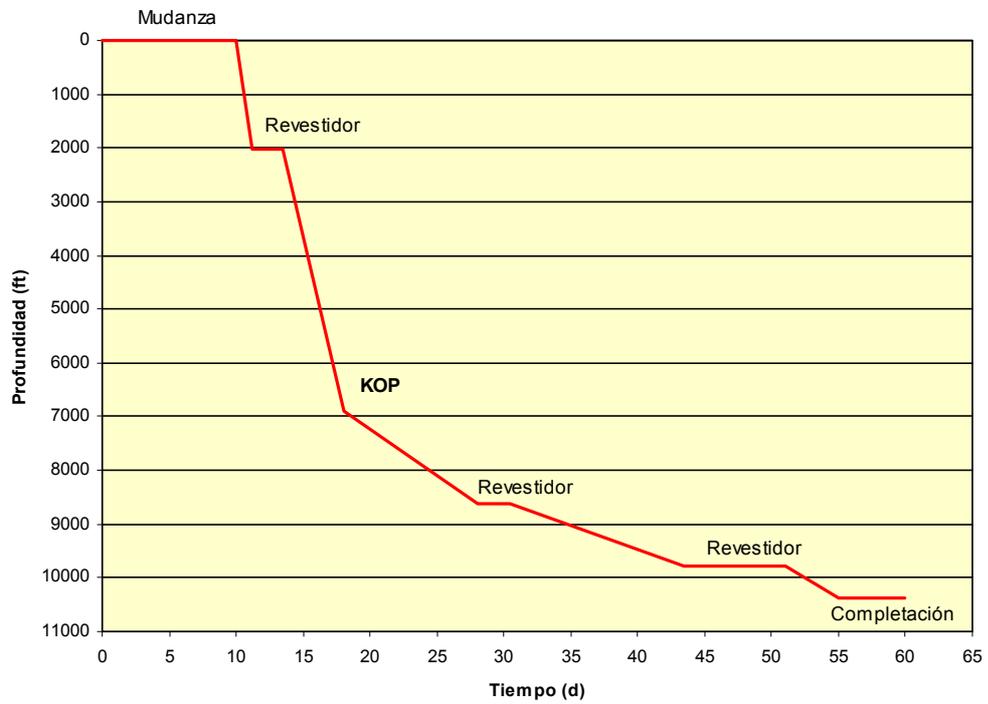
Tiempos estimados para cada fase.

Profundidad	Fase	Tiempo (hr)	Tiempo (d)
0	Mudar	240	10
2010	Perf. Hoyo Superficie 17 1/2"	30	1,25
2000	Revestir Hoyo Sup. 13 3/8"	54	2,25
8615	Perf. Hoyo Intermedio 12 1/4"	348	14,5
8605	Revestir Hoyo Inter. 9 5/8"	60	2,5
9770	Perf. Hoyo Intermedio 8 3/8"	288	13
9761	Liner 7"	180	7,5
10361	Perf. hoyo producción 6"	96	4
10361	Completar	120	5

Profundidad, tiempo y ROP estimadas

Profundidad (ft)	Tiempo (d)	ROP
0	0	90
0	10	
2010	11,25	
2010	13,5	85
6893	18	
8615	28	
8615	30,5	15
9770	43,5	
9770	51	
10361	55	6
10361	60	
		12,5

Prof. vs Tiempo (Diseño 2)



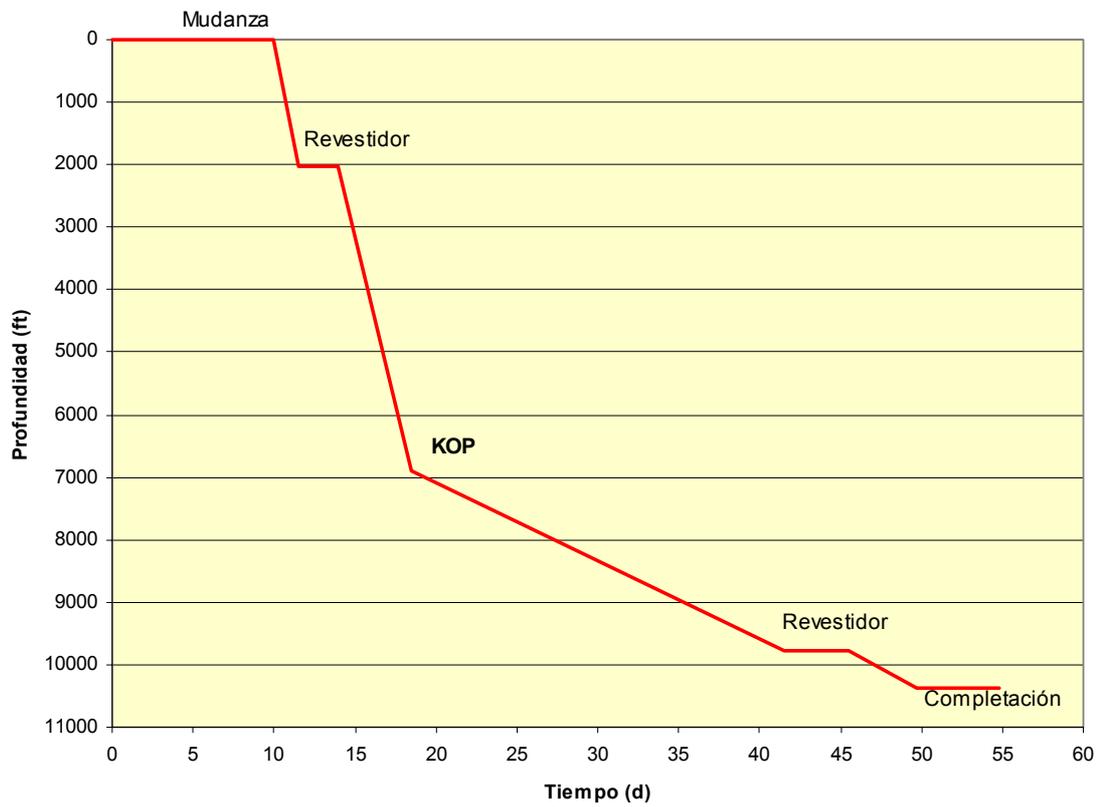
Diseño 3. Pozo Horizontal sin hoyo Piloto (Diseño Pequeño)

Tiempos estimados para cada fase.

Profundidad	Fase	Tiempo (hr)	Tiempo (d)
0	Mudar	240	10
2010	Perf. Hoyo Superficie 12 1/4"	36	1,5
2000	Revestir Hoyo Sup. 9 5/8"	60	2,5
9770	Perf. Hoyo Intermedio 8 1/2"	672	27,5
9761	Revestir Hoyo Inter. 7"	96	4
10361	Perf. hoyo preproducción 6"	102	4,25
10361	Completar	120	5

Profundidad (ft)	Tiempo (d)	ROP
0	0	
0	10	
2010	11,5	90
2010	14	
6893	18,5	85
9770	41,5	15
9770	45,5	
10361	49,75	12,5
10361	54,75	

Prof. vs Tiempo (Diseño 3)



C-3 Estimados de tiempos Localización Sin-2X2.

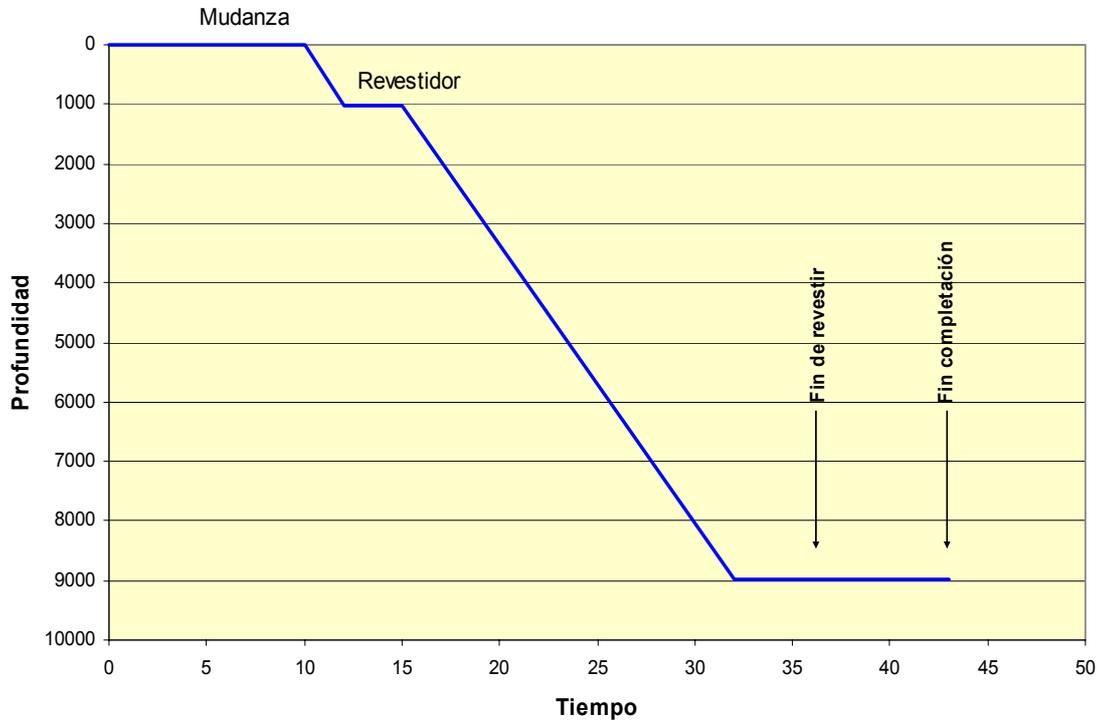
Tiempos estimados para cada fase

Profundidad	Fase	Tiempo (hr)	Tiempo (d)
0	Mudar	240	10
1010	Perf. Hoyo Superficie 13 3/4"	48	2
1010	Revestir Hoyo Sup. 10 3/4"	72	3
8973	Perf. Hoyo producción 9 7/8"	408	17
8973	Rev. Hoyo producción. 7"	96	4
8973	Completar	168	7

Profundidad, tiempo y ROP estimadas

Profundidad (ft)	Tiempo (d)	ROP
0	0	50
0	10	
1010	12	
1010	15	
8973	32	32
8973	36	
8973	43	

Profundidad vs Tiempo

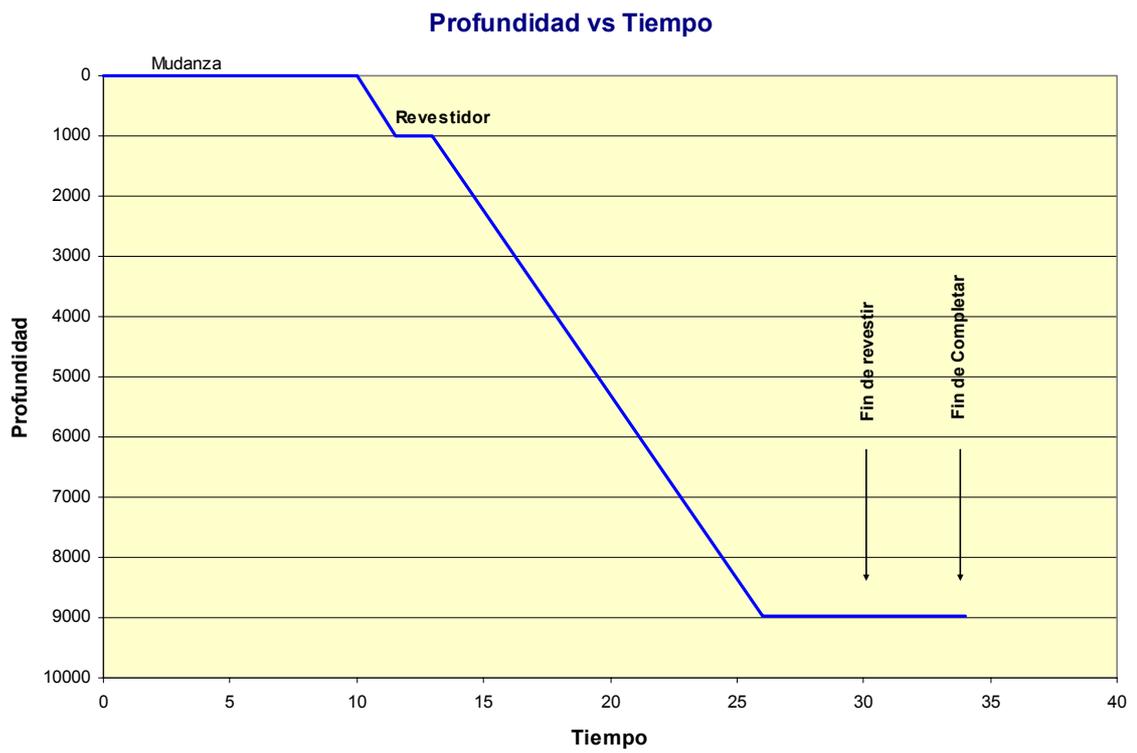


Tiempos metas para cada fase

Profundidad	Fase	Tiempo (hr)	Tiempo (d)
0	Mudar	240	10
1010	Perf. Hoyo Superficie 13 3/4"	36	1,5
1010	Revestir Hoyo Sup. 10 3/4"	36	1,5
8973	Perf. Hoyo producción 9 7/8"	312	13
8973	Rev. Hoyo producción. 7"	72	3
8973	Completar	120	5

Profundidad, tiempo y ROP metas

Profundidad (ft)	Tiempo (d)	ROP
0	0	60
0	10	
1010	11,5	
1010	13	
8973	26	50
8973	29	
8973	34	



APÉNDICE D

ELEMENTOS DE COSTO
OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN
DISTRITO: SUR
UNIDAD DE EXPLOTACIÓN : BARINAS
LOC. SIN-2X2
RESUMEN
CBA

RESUMEN	ESTIMADO DE COSTO
	MONTO MMBs.
RESUMEN:	
LOCALIZACIÓN - VIAS DE ACCESO	433,87
MUDANZA	132,00
TALADRO - TOP DRIVE	1385,22
MECHAS	35,40
TUBULARES, ACCESORIOS Y CABEZAL	832,00
SERVICIOS CONTRATADOS	916,92
EQUIPOS DE COMPLETACIÓN	85,00
COSTOS TOTALES - RESUMEN:	3820,41

ELEMENTOS DE COSTO
OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN
DISTRITO : SUR
LOC. SIN-2X2
FASE: LOCALIZACIÓN - VIAS DE ACCESO
CBA

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	ESTIMADO DE COSTO
	MONTO MMBs.
FASE LOCALIZACIÓN - VIAS DE ACCESO	
PREPARACIÓN DEL SITIO	410,00
	0,00
MOVIMIENTO DE TIERRAS	0,00
	0,00
BASES Y SUB-BASES	0,00
	0,00
MATERIALES ASFÁLTICOS	0,00
	0,00
TRANSPORTES	23,87
	0,00
OBRAS DE DRENAJE	0,00
	0,00
OBRAS DE CONCRETO	0,00
	0,00
OBRAS COMPLEMENTARIAS	0,00
	0,00
TOTAL FASE:	433,87

ELEMENTOS DE COSTO
OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN
DISTRITO: SUR
UNIDAD DE EXPLOTACIÓN : BARINAS
LOC. SIN-2X2
HOJA DE COSTOS TOTALES
CBA

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	ESTIMADO DE COSTO MONTO MMBs.
COSTOS TOTALES	
LOCALIZACIÓN VIAS DE ACCESO:	433,87
- Preparación del Sitio	410,00
- Movimiento de Tierras	0,00
- Bases y Sub - Bases	0,00
- Materiales Asfálticos	0,00
- Transporte	23,87
- Obras de Drenaje	0,00
- Obras de Concreto	0,00
- Obras Complementarias	0,00
MUDANZA	132,00
Mudar	132,00
- Desvestir/Movilizar/Vestir Equipo	132,00
ALQUILER DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN	1385,22
Taladro	980,70
- Costo Taladro (MMBs./Dia) (N° Dias)	980,70
Top Drive	404,52
- Costo Top Drive (MMBs./Dia) (N° Dias)	404,52
- Provisiones Especiales (Comida/aloj.)	0,00
MECHAS	35,40
- Hoyo Superficial	4,70
- Hoyo Intermedio (1)	0,00
- Hoyo Intermedio (2)	0,00
- Hoyo Producción	26,00
- completación	4,70
TUBULARES Y ACCESORIOS	807,00
- Zapata	0,00
- Cuello Flotador	0,00
- Espiga	0,00
- Centralizadores	0,00
- Stop Ring	0,00
- Colgador/ Accesorios	261,00
- Revestidor Tipo 1	0,00
- Revestidor Tipo 2	0,00
- Revestidor Tipo 3	0,00
- Revestidor Tipo 4	0,00
- Tubería de Completación	133,00
- Accesorios Completación	413,00
CABEZAL	25,00
- Sección A del Cabezal	0,00
- Sección B del Cabezal	0,00
- Sección C del Cabezal	0,00
- Arbol	25,00
SERVICIOS CONTRATADOS	916,92
Fluidos de Perforación Y Completación	461,55
Servicio de Fluidos - Perf. Y Completación	280,00
- Asistencia Técnica	0,00
- Productos	70,00
- Transporte, Alquiler, Trailers	0,00
- Otros (Productos de Contingencia)	210,00
Control de Sólidos	126,55
- Alquiler de Equipos	121,00
- Asistencia Técnica	0,00
- Alojamiento	0,00
- Instalación y Desinstalación	0,00
- Movilización/Desmovilización - Personal	0,00
- Transporte	5,55
Tratamiento de Efluentes	55,00
- Alquiler de Equipos	55,00
- Alquiler de Materiales	0,00
- Asistencia Técnica	0,00
- Movilización/Desmovilización - Personal	0,00
- Saneamiento Ambiental/Floculación	0,00
- Servicio de Biorremediación	0,00
- Transporte de Desecho al Area de Tratam.	0,00
Cementación	62,00
- Lechada de Cola	0,00
N° de Barriles	0,00
Costo Total	0,00
- Lechada de Llenado	0,00
N° de Barriles	0,00
Costo Total	0,00
- Espaciador (tipo)	0,00
N° de Barriles	0,00
Costo Total	27,00
- Lavador (tipo)	0,00
N° de Barriles	0,00
Costo Total	35,00
Perforación Direccional	0,90
- Personal	0,00

- Herramientas	0,90
Alquiler de Herrm.Perforación y Completación.	116,39
- Estabilizadores	0,50
- Martillo	0,00
- Near Bit	0,00
- Parámetros de Perforación	115,89
Registros	40,00
- Hoyo Abierto (Open Hole)	0,00
- Entubado (Casing Hole)	0,00
- Evaluación de Cementación	40,00
Toma de Núcleos	0,00
- Personal	0,00
- Herramientas	0,00
Cañoneo	59,00
- Casing Gun	0,00
- TPC	59,00

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	ESTIMADO DE COSTO
	MONTO MMBs.
SERVICIOS CONTRATADOS (CONTINUACIÓN)	
Acidificación	0,00
- Personal	0,00
- Equipos y Herramientas	0,00
- Fluidos	0,00
Labor	104,02
- Labor Directa	72,81
- Labor Indirecta	31,20
Transporte	23,87
- Propio	1,81
- Alquilado	22,06
Otros Servicios Contratados	49,20
- Inspección/Prueba de Tubulares	10,00
- Mud Loggin	8,20
- Registros de Desviación	0,00
- Otros	31,00
EQUIPOS DE COMPLETACIÓN	85,00
- Bomba Electro Sumergible	0,00
Bomba	0,00
Motor	0,00
Separador de Gas (sello)	0,00
Cable	0,00
- Balancin	0,00
- Y /Tool	0,00
- Sensor	0,00
- Variador	0,00
- Bomba Inserta	0,00
- Bomba de Tubería	0,00
- Bomba Tipo Casing	0,00
- Otros	85,00
TOTAL COSTOS - FASES:	3820,41

ELEMENTOS DE COSTO
OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN
DISTRITO: SUR
UNIDAD DE EXPLOTACIÓN : BARINAS
LOC. SIN-2X2
FASE: MUDANZA
CBA

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	ESTIMADO DE COSTO
	MONTO MMBs.
<u>FASE MUDANZA</u>	
<u>MUDANZA</u>	132,00
<u>Mudar</u>	132,00
Desvestir/Movilizar/Vestir Equipo	132,00
<u>ALQUILER DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN</u>	1115,26
<u>Taladro</u>	810,00
- Costo de Tarifa Mudanza (MMBs./Dia) (N° Dias)	810,00
<u>Top Drive</u>	305,26
- Costo de Tarifa Mudanza(MMBs./Dia) (N° Dias)	305,26
- Previsiones Especiales (Comida/aloj.)	0,00
<u>SERVICIOS CONTRATADOS</u>	75,79
<u>Fluidos de Perforación</u>	46,05
<u>Control de Sólidos</u>	33,55
- Alquiler de Equipos	28,00
- Asistencia Técnica	0,00
- Alojamiento	0,00
- Instalación y Desinstalación	0,00
- Movilización/Desmovilización - Personal	0,00
- Transporte	5,55
<u>Tratamiento de Efluentes</u>	12,50
- Alquiler de Equipos	12,50
- Alquiler de Materiales	0,00
- Asistencia Técnica	0,00
- Movilización/Desmovilización - Personal	0,00
- Saneamiento Ambiental/Floculación	0,00
- Servicio de Biorremediación	0,00
- Transporte de Desecho al Área de Tratam.	0,00
<u>Labor</u>	24,19
- Labor Directa	16,93
- Labor Indirecta	7,26
<u>Transporte</u>	5,55
- Propio	0,42
- Alquilado	5,13
TOTAL FASE:	1323,05

ELEMENTOS DE COSTO
OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN
DISTRITO: SUR
UNIDAD DE EXPLOTACIÓN : BARINAS
LOC. SIN-2X2
FASE: PERFORACIÓN SUPERFICIAL
CBA

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	ESTIMADO DE COSTO MONTO MMBs.
<u>FASE PERFORACIÓN SUPERFICIAL</u>	
<u>ALQUILER DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN</u>	133,36
Taladro	133,36
- Costo de Tarifa (MMBs./Dia) (N° Dias)	133,36
Top Drive	0,00
- Costo de Tarifa (MMBs./Dia) (N° Dias)	0,00
- Provisiones Especiales (Comida/aloj.)	0,00
<u>MECHAS</u>	4,70
- Hoyo Superficial	4,70
<u>TUBULARES Y ACCESORIOS</u>	55,00
- Zapata	0,00
- Cuello Flotador	0,00
- Espiga	0,00
- Centralizadores	0,00
- Stop Ring	0,00
- Colgador/ Accesorios	55,00
- Revestidor Tipo 1	0,00
- Revestidor Tipo 2	0,00
- Revestidor Tipo 3	0,00
- Revestidor Tipo 4	0,00
<u>CABEZAL</u>	0,00
- Sección A del Cabezal	0,00
- Sección B del Cabezal	0,00
- Sección C del Cabezal	0,00
- Arbol	0,00
<u>SERVICIOS CONTRATADOS</u>	88,87
<u>Fluidos de Perforación</u>	38,50
Servicio de Fluidos de Perforación	18,00
- Asistencia Técnica	0,00
- Productos	18,00
- Transporte, Alquiler, Trailers	0,00
- Otros (Productos de Contingencia)	0,00
Control de Sólidos	14,00
- Alquiler de Equipos	14,00
- Asistencia Técnica	0,00
- Alojamiento	0,00
- Transporte	0,00
Tratamiento de Efluentes	6,50
- Alquiler de Equipos	6,50
- Alquiler de Materiales	0,00
- Asistencia Técnica	0,00
- Saneamiento Ambiental/Floculación	0,00
- Servicio de Biorremediación	0,00
- Transporte de Desecho al Área de Tratam.	0,00
<u>Cementación</u>	27,00
- Lechada de Cola	0,00

Nº de Barriles	0,00
Costo Total	0,00
- Lechada de Llenado	0,00
Nº de Barriles	0,00
Costo Total	0,00
- Espaciador (tipo)	0,00
Nº de Barriles	0,00
Costo Total	27,00
- Lavador (tipo)	0,00
Nº de Barriles	0,00
Costo Total	0,00
<u>Perforación Direccional</u>	0,00
- Personal	0,00
- Herramientas	0,00
<u>Alquiler de Hemientas. De Perforación</u>	0,50
- Estabilizadores	0,50
- Martillo	0,00
- Near Bit	0,00
- Parámetros de Perforación	0,00
<u>Registros</u>	0,00
- Hoyo Abierto (Open Hole)	0,00
- Entubado (Casing Hole)	0,00
- Evaluación de Cementación	0,00
<u>Toma de Núcleos</u>	0,00
- Personal	0,00
- Herramientas	0,00
<u>Cañoneo</u>	0,00
- Casing Gun	0,00
- TPC	0,00
<u>Acidificación</u>	0,00
- Personal	0,00
- Equipos y Herramientas	0,00
- Fluidos	0,00
<u>Labor</u>	12,09
- Labor Directa	8,47
- Labor Indirecta	3,63
<u>Transporte</u>	2,78
- Propio	0,21
- Alquilado	2,57
<u>Otros Servicios Contratados</u>	8,00
- Inspección/Prueba de Tubulares	0,00
- Mud Logging	0,00
- Registros de Desviación	0,00
- Otros	8,00
TOTAL FASE:	281,93

ELEMENTOS DE COSTO
OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN
DISTRITO: SUR
UNIDAD DE EXPLOTACIÓN : BARINAS
LOC. SIN-2X2
FASE: HOYO PRODUCCIÓN
CBA

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	ESTIMADO DE COSTO MONTO MMBs.
FASE HOYO PRODUCCIÓN	
<u>ALQUILER DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN</u>	99,26
Taladro	0,00
- Costo de Tarifa (MMBs./Dia) (N° Dias)	0,00
Top Drive	99,26
- Costo de Tarifa (MMBs./Dia) (N° Dias)	99,26
- Previsiones Especiales (Comida/aloj.)	0,00
<u>MECHAS</u>	26,00
- Hoyo Producción	26,00
<u>TUBULARES Y ACCESORIOS</u>	206,00
- Zapata	0,00
- Cuello Flotador	0,00
- Espiga	0,00
- Centralizadores	0,00
- Stop Ring	0,00
- Colgador/ Accesorios	206,00
- Revestidor Tipo 1	0,00
- Revestidor Tipo 2	0,00
- Revestidor Tipo 3	0,00
- Revestidor Tipo 4	0,00
<u>CABEZAL</u>	0,00
- Sección A del Cabezal	0,00
- Sección B del Cabezal	0,00
- Sección C del Cabezal	0,00
- Arbol	0,00
<u>SERVICIOS CONTRATADOS</u>	471,25
<u>Fluidos de Perforación</u>	296,00
Servicio de Fluidos de Perforación	210,00
- Asistencia Técnica	0,00
- Productos	0,00
- Transporte, Alquiler, Trailers	0,00
- Otros (Productos de Contingencia)	210,00
Control de Sólidos	59,00
- Alquiler de Equipos	59,00
- Asistencia Técnica	0,00
- Alojamiento	0,00
- Transporte	0,00
Tratamiento de Efluentes	27,00
- Alquiler de Equipos	27,00
- Alquiler de Materiales	0,00
- Asistencia Técnica	0,00
- Saneamiento Ambiental/Floculación	0,00
- Servicio de Biorremediación	0,00
- Transporte de Desecho al Área de Tratam.	0,00
<u>Cementación</u>	35,00

- Lechada de Cola	0,00
Nº de Barriles	0,00
Costo Total	0,00
- Lechada de Llenado	0,00
Nº de Barriles	0,00
Costo Total	0,00
- Espaciador (tipo)	0,00
Nº de Barriles	0,00
Costo Total	0,00
- Lavador (tipo)	0,00
Nº de Barriles	0,00
Costo Total	35,00
<u>Perforación Direccional</u>	0,90
- Personal	0,00
- Herramientas	0,90
<u>Alquiler de Hemientas. De Perforación</u>	3,70
- Estabilizadores	0,00
- Martillo, Estabilizadores, etc.	0,00
- Near Bit	0,00
- Parámetros de Perforación	3,70
<u>Registros</u>	40,00
- Hoyo Abierto (Open Hole)	0,00
- Entubado (Casing Hole)	0,00
- Evaluación de Cementación	40,00
<u>Toma de Núcleos</u>	0,00
- Personal	0,00
- Herramientas	0,00
<u>Cañoneo</u>	0,00
- Casing Gun	0,00
- TPC	0,00
<u>Acidificación</u>	0,00
- Personal	0,00
- Equipos y Herramientas	0,00
- Fluidos	0,00
<u>Labor</u>	50,80
- Labor Directa	35,56
- Labor Indirecta	15,24
<u>Transporte</u>	11,66
- Propio	0,88
- Alquilado	10,78
<u>Otros Servicios Contratados</u>	33,20
- Inspección/Prueba de Tubulares	10,00
- Mud Logging	8,20
- Registros de Desviación	0,00
- Otros	15,00
TOTAL FASE:	802,51

ELEMENTOS DE COSTO
 OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN
 DISTRITO: SUR
 UNIDAD DE EXPLOTACIÓN : BARINAS
 LOC. SIN-2X2
 FASE: COMPLETACIÓN
 CBA

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	ESTIMADO DE COSTO
	MONTO MMBs.
FASE COMPLETACIÓN	
ALQUILER DE EQUIPOS DE COMPLETACIÓN	37,34
Taladro	37,34
- Costo de Tarifa (MMBs./Dia) (N° Dias)	37,34
Top Drive	0,00
- Costo de Tarifa (MMBs./Dia) (N° Dias)	0,00
- Provisiones Especiales (Comida/aloj.)	0,00
MECHAS	4,70
- Mecha de Completación	4,70
TUBULARES Y ACCESORIOS	546,00
- Tubería de Completación	133,00
- Accesorios Completación	413,00
CABEZAL	25,00
- Sección A del Cabezal	0,00
- Sección B del Cabezal	0,00
- Sección C del Cabezal	0,00
- Arbol	25,00
SERVICIOS CONTRATADOS	281,00
Fluidos de Completación	81,00
Servicio de Fluidos de Completación	52,00
- Asistencia Técnica	0,00
- Productos	52,00
- Transporte, Alquiler, Trailers	0,00
- Otros (Productos de Contingencia)	0,00
Control de Sólidos	20,00
- Alquiler de Equipos	20,00
- Asistencia Técnica	0,00
- Alojamiento	0,00
- Transporte	0,00
Tratamiento de Efluentes	9,00
- Alquiler de Equipos	9,00
- Alquiler de Materiales	0,00
- Asistencia Técnica	0,00
- Saneamiento Ambiental/Floculación	0,00
- Servicio de Biorremediación	0,00
- Transporte de Desecho al Área de Tratam.	0,00
Perforación Direccional	0,00
- Personal	0,00
- Herramientas	0,00
Alquiler de Herramientas de Completación	112,19
- Estabilizadores	0,00
- Martillo, Estabilizadores, etc.	0,00
- Near Bit	0,00
- Parámetros de Perforación	112,19
Registros	0,00

- Hoyo Abierto (Open Hole)	0,00
- Entubado (Casing Hole)	0,00
- Evaluaci3n de Cementaci3n	0,00
Cañoneo	59,00
- Casing Gun	0,00
- TPC	59,00
Acidificaci3n	0,00
- Personal	0,00
- Equipos Y Herramientas	0,00
- Fluidos	0,00
Labor	16,93
- Labor Directa	11,85
- Labor Indirecta	5,08
Transporte	3,89
- Propio	0,29
- Alquilado	3,59
Otros Servicios Contratados	8,00
- Inspecci3n/Prueba de Tubulares	0,00
- Mud Logging	0,00
- Registros de Desviaci3n	0,00
- Otros	8,00
EQUIPOS DE COMPLETACI3N	85,00
- Bomba Electro Sumergible:	0,00
Bomba	0,00
Motor	0,00
Separador de gas (sello)	0,00
Cable	0,00
- Balancin	0,00
- Y /Tool	0,00
- Sensor	0,00
- Variador	0,00
- Bomba Inserta	0,00
- Bomba de Tuberia	0,00
- Bomba tipo Casing	0,00
- Otros	85,00
TOTAL FASE:	979,04

APÉNDICE E

PDVSA

Planning Report - Geographic

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 10:53:06	Page: 1
Field: SINCO	Co-ordinate(NE) Reference: Site: SIN-2X1 (32), Grid North		
Site: SIN-2X1 (32)	Vertical (TVD) Reference: SITE 362,0		
Well: SIN-2X1	Section (VS) Reference: Well (0,00N,0,00E,176,21Azi)		
Wellpath: (32)	Plan: Plan #1		

Field: SINCO SIN-2X1	Map Zone: UTM Zone 19, North 72W to 66W
Map System: Universal Transverse Mercator	Coordinate System: Site Centre
Geo Datum: South American 1969	Geomagnetic Model: igrf2000
Sys Datum: Mean Sea Level	

Site: SIN-2X1 (32)			
SIN-2X1			
Site Position:	Northing: 917153,94 m	Latitude: 8 17 44,683 N	
From: Map	Easting: 382605,54 m	Longitude: 70 3 57,645 W	
Position Uncertainty: 0,0 ft		North Reference: Grid	
Ground Level: 0,0 ft		Grid Convergence: -0,15 deg	

Well: SIN-2X1 Pozo Horizontal	Slot Name:
Well Position: +N/-S 0,0 ft	Northing: 917153,94 m
+E/-W 0,0 ft	Easting : 382605,54 m
Position Uncertainty: 0,0 ft	Latitude: 8 17 44,683 N
	Longitude: 70 3 57,645 W

Wellpath: (32)	Drilled From: Surface
Current Datum: SITE	Tie-on Depth: 0,0 ft
Magnetic Data: 16/07/2002	Above System Datum: Mean Sea Level
Field Strength: 33660 nT	Declination: -8,65 deg
Vertical Section: Depth From (TVD)	Mag Dip Angle: 34,62 deg
ft	+N/-S ft
8798,0	ft 0,0
	+E/-W ft
	0,0
	Direction deg
	176,21

Plan: Plan #1	Date Composed: 16/07/2002
Principal: Yes	Version: 1
	Tied-to: From Surface

Plan Section Information

MD ft	Incl deg	Azim deg	TVD ft	+N/-S ft	+E/-W ft	DLS deg/100ft	Build deg/100ft	Turn deg/100ft	TFO deg	Target
0,0	0,00	176,21	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	
6949,1	0,00	176,21	6949,1	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	
9718,3	90,00	176,21	8712,0	-1759,1	116,6	3,25	3,25	0,00	176,21	
9812,9	90,00	176,21	8712,0	-1853,5	122,9	0,00	0,00	0,00	0,00	ESC "P1"
10489,4	90,00	178,79	8712,0	-2529,3	152,4	0,38	0,00	0,38	90,00	END POINT

Section 1 : Start Hold

MD ft	Incl deg	Azim deg	TVD ft	+N/-S ft	+E/-W ft	VS ft	DLS deg/100ft	Build deg/100ft	Turn deg/100ft	TFO deg
0,0	0,00	176,21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
100,0	0,00	176,21	100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
200,0	0,00	176,21	200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
300,0	0,00	176,21	300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
400,0	0,00	176,21	400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
500,0	0,00	176,21	500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
600,0	0,00	176,21	600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
700,0	0,00	176,21	700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
800,0	0,00	176,21	800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
900,0	0,00	176,21	900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
1000,0	0,00	176,21	1000,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
1100,0	0,00	176,21	1100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
1200,0	0,00	176,21	1200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
1300,0	0,00	176,21	1300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
1400,0	0,00	176,21	1400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
1500,0	0,00	176,21	1500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
1600,0	0,00	176,21	1600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
1700,0	0,00	176,21	1700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
1800,0	0,00	176,21	1800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21

PDVSA

Planning Report - Geographic

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 10:53:06	Page: 2
Field: SINCO	Co-ordinate(NE) Reference: Site: SIN-2X1 (32), Grid North		
Site: SIN-2X1 (32)	Vertical (TVD) Reference: SITE 362,0		
Well: SIN-2X1	Section (VS) Reference: Well (0,00N,0,00E,176,21Azi)		
Wellpath: (32)	Plan: Plan #1		

Section 1 : Start Hold

MD ft	Incl deg	Azim deg	TVD ft	+N/-S ft	+E/-W ft	VS ft	DLS deg/100ft	Build deg/100ft	Turn deg/100ft	TFO deg
1900,0	0,00	176,21	1900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
2000,0	0,00	176,21	2000,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
2100,0	0,00	176,21	2100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
2200,0	0,00	176,21	2200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
2300,0	0,00	176,21	2300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
2400,0	0,00	176,21	2400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
2500,0	0,00	176,21	2500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
2600,0	0,00	176,21	2600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
2700,0	0,00	176,21	2700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
2800,0	0,00	176,21	2800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
2900,0	0,00	176,21	2900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
3000,0	0,00	176,21	3000,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
3100,0	0,00	176,21	3100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
3200,0	0,00	176,21	3200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
3300,0	0,00	176,21	3300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
3400,0	0,00	176,21	3400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
3500,0	0,00	176,21	3500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
3600,0	0,00	176,21	3600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
3700,0	0,00	176,21	3700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
3800,0	0,00	176,21	3800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
3900,0	0,00	176,21	3900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
4000,0	0,00	176,21	4000,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
4100,0	0,00	176,21	4100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
4200,0	0,00	176,21	4200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
4300,0	0,00	176,21	4300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
4400,0	0,00	176,21	4400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
4500,0	0,00	176,21	4500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
4600,0	0,00	176,21	4600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
4700,0	0,00	176,21	4700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
4800,0	0,00	176,21	4800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
4900,0	0,00	176,21	4900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
5000,0	0,00	176,21	5000,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
5100,0	0,00	176,21	5100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
5200,0	0,00	176,21	5200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
5300,0	0,00	176,21	5300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
5400,0	0,00	176,21	5400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
5500,0	0,00	176,21	5500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
5600,0	0,00	176,21	5600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
5700,0	0,00	176,21	5700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
5800,0	0,00	176,21	5800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
5900,0	0,00	176,21	5900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
6000,0	0,00	176,21	6000,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
6100,0	0,00	176,21	6100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
6200,0	0,00	176,21	6200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
6300,0	0,00	176,21	6300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
6400,0	0,00	176,21	6400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
6500,0	0,00	176,21	6500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
6600,0	0,00	176,21	6600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
6700,0	0,00	176,21	6700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
6800,0	0,00	176,21	6800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
6900,0	0,00	176,21	6900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21
6949,1	0,00	176,21	6949,1	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	176,21

Section 2 : Start Build 3,25

MD ft	Incl deg	Azim deg	TVD ft	+N/-S ft	+E/-W ft	VS ft	DLS deg/100ft	Build deg/100ft	Turn deg/100ft	TFO deg
7000,0	1,66	176,21	7000,0	-0,7	0,0	0,7	3,25	3,25	0,00	0,00
7100,0	4,91	176,21	7099,8	-6,4	0,4	6,5	3,25	3,25	0,00	0,00
7126,3	5,76	176,21	7126,0	-8,9	0,6	8,9	3,25	3,25	0,00	0,00
7200,0	8,16	176,21	7199,2	-17,8	1,2	17,8	3,25	3,25	0,00	0,00
7300,0	11,41	176,21	7297,7	-34,7	2,3	34,8	3,25	3,25	0,00	0,00
7400,0	14,66	176,21	7395,1	-57,2	3,8	57,4	3,25	3,25	0,00	0,00
7500,0	17,91	176,21	7491,1	-85,2	5,6	85,4	3,25	3,25	0,00	0,00

PDVSA

Planning Report - Geographic

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 10:53:06	Page: 3
Field: SINCO	Co-ordinate(NE) Reference: Site: SIN-2X1 (32), Grid North		
Site: SIN-2X1 (32)	Vertical (TVD) Reference: SITE 362,0		
Well: SIN-2X1	Section (VS) Reference: Well (0,00N,0,00E,176,21Azi)		
Wellpath: (32)	Plan: Plan #1		

Section 2 : Start Build 3,25

MD ft	Incl deg	Azim deg	TVD ft	+N/-S ft	+E/-W ft	VS ft	DLS deg/100ft	Build deg/100ft	Turn deg/100ft	TFO deg
7600,0	21,16	176,21	7585,3	-118,6	7,9	118,8	3,25	3,25	0,00	0,00
7700,0	24,41	176,21	7677,5	-157,2	10,4	157,5	3,25	3,25	0,00	0,00
7800,0	27,66	176,21	7767,3	-201,0	13,3	201,4	3,25	3,25	0,00	0,00
7900,0	30,91	176,21	7854,6	-249,8	16,6	250,3	3,25	3,25	0,00	0,00
8000,0	34,16	176,21	7938,9	-303,4	20,1	304,1	3,25	3,25	0,00	0,00
8100,0	37,41	176,21	8020,0	-361,7	24,0	362,5	3,25	3,25	0,00	0,00
8200,0	40,66	176,21	8097,6	-424,6	28,2	425,5	3,25	3,25	0,00	0,00
8300,0	43,91	176,21	8171,6	-491,7	32,6	492,8	3,25	3,25	0,00	0,00
8400,0	47,16	176,21	8241,7	-562,9	37,3	564,1	3,25	3,25	0,00	0,00
8500,0	50,41	176,21	8307,5	-637,9	42,3	639,3	3,25	3,25	0,00	0,00
8600,0	53,66	176,21	8369,1	-716,6	47,5	718,2	3,25	3,25	0,00	0,00
8625,5	54,48	176,21	8384,0	-737,2	48,9	738,8	3,25	3,25	0,00	0,00
8700,0	56,91	176,21	8426,0	-798,6	53,0	800,3	3,25	3,25	0,00	0,00
8800,0	60,16	176,21	8478,2	-883,7	58,6	885,6	3,25	3,25	0,00	0,00
8866,1	62,30	176,21	8510,0	-941,5	62,4	943,5	3,25	3,25	0,00	0,00
8900,0	63,41	176,21	8525,5	-971,6	64,4	973,7	3,25	3,25	0,00	0,00
9000,0	66,66	176,21	8567,7	-1062,0	70,4	1064,4	3,25	3,25	0,00	0,00
9095,1	69,75	176,21	8603,0	-1150,1	76,3	1152,7	3,25	3,25	0,00	0,00
9100,0	69,91	176,21	8604,7	-1154,7	76,6	1157,3	3,25	3,25	0,00	0,00
9200,0	73,16	176,21	8636,4	-1249,4	82,8	1252,1	3,25	3,25	0,00	0,00
9300,0	76,41	176,21	8662,6	-1345,6	89,2	1348,6	3,25	3,25	0,00	0,00
9400,0	79,66	176,21	8683,3	-1443,2	95,7	1446,4	3,25	3,25	0,00	0,00
9452,5	81,36	176,21	8692,0	-1494,9	99,1	1498,1	3,25	3,25	0,00	0,00
9500,0	82,91	176,21	8698,5	-1541,8	102,2	1545,2	3,25	3,25	0,00	0,00
9600,0	86,16	176,21	8708,0	-1641,1	108,8	1644,8	3,25	3,25	0,00	0,00
9700,0	89,41	176,21	8711,9	-1740,8	115,4	1744,7	3,25	3,25	0,00	0,00
9718,3	90,00	176,21	8712,0	-1759,1	116,6	1762,9	3,25	3,25	0,00	0,00

Section 3 : Start Hold

MD ft	Incl deg	Azim deg	TVD ft	+N/-S ft	+E/-W ft	VS ft	DLS deg/100ft	Build deg/100ft	Turn deg/100ft	TFO deg
9800,0	90,00	176,21	8712,0	-1840,6	122,0	1844,7	0,00	0,00	0,00	0,00
9812,9	90,00	176,21	8712,0	-1853,5	122,9	1857,5	0,00	0,00	0,00	0,00

Section 4 : Start DLS 0,38 TFO 90,00

MD ft	Incl deg	Azim deg	TVD ft	+N/-S ft	+E/-W ft	VS ft	DLS deg/100ft	Build deg/100ft	Turn deg/100ft	TFO deg
9900,0	90,00	176,54	8712,0	-1940,4	128,4	1944,7	0,38	0,00	0,38	90,00
10000,0	90,00	176,92	8712,0	-2040,3	134,1	2044,7	0,38	0,00	0,38	90,00
10100,0	90,00	177,30	8712,0	-2140,1	139,2	2144,6	0,38	0,00	0,38	90,00
10200,0	90,00	177,68	8712,0	-2240,0	143,5	2244,6	0,38	0,00	0,38	90,00
10300,0	90,00	178,07	8712,0	-2340,0	147,2	2344,6	0,38	0,00	0,38	90,00
10400,0	90,00	178,45	8712,0	-2439,9	150,3	2444,5	0,38	0,00	0,38	90,00
10489,4	90,00	178,79	8712,0	-2529,3	152,4	2533,9	0,38	0,00	0,38	90,00

Survey

MD ft	Incl deg	Azim deg	TVD ft	+N/-S ft	+E/-W ft	Map	Map	<--- Latitude --->			<--- Longitude --->		
						Northing m	Easting m	Deg	Min	Sec	Deg	Min	Sec
0,0	0,00	176,21	0,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
100,0	0,00	176,21	100,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
200,0	0,00	176,21	200,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
300,0	0,00	176,21	300,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
400,0	0,00	176,21	400,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
500,0	0,00	176,21	500,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
600,0	0,00	176,21	600,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
700,0	0,00	176,21	700,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
800,0	0,00	176,21	800,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
900,0	0,00	176,21	900,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W

PDVSA

Planning Report - Geographic

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 10:53:06	Page: 4
Field: SINCO	Co-ordinate(NE) Reference: Site: SIN-2X1 (32), Grid North		
Site: SIN-2X1 (32)	Vertical (TVD) Reference: SITE 362,0		
Well: SIN-2X1	Section (VS) Reference: Well (0,00N,0,00E,176,21Azi)		
Wellpath: (32)	Plan: Plan #1		

Survey

MD ft	Incl deg	Azim deg	TVD ft	+N/-S ft	+E/-W ft	Map Northing m	Map Easting m	<---- Latitude ---->			<--- Longitude --->		
								Deg	Min	Sec	Deg	Min	Sec
1000,0	0,00	176,21	1000,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
1100,0	0,00	176,21	1100,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
1200,0	0,00	176,21	1200,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
1300,0	0,00	176,21	1300,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
1400,0	0,00	176,21	1400,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
1500,0	0,00	176,21	1500,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
1600,0	0,00	176,21	1600,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
1700,0	0,00	176,21	1700,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
1800,0	0,00	176,21	1800,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
1900,0	0,00	176,21	1900,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
2000,0	0,00	176,21	2000,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
2100,0	0,00	176,21	2100,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
2200,0	0,00	176,21	2200,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
2300,0	0,00	176,21	2300,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
2400,0	0,00	176,21	2400,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
2500,0	0,00	176,21	2500,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
2600,0	0,00	176,21	2600,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
2700,0	0,00	176,21	2700,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
2800,0	0,00	176,21	2800,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
2900,0	0,00	176,21	2900,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
3000,0	0,00	176,21	3000,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
3100,0	0,00	176,21	3100,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
3200,0	0,00	176,21	3200,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
3300,0	0,00	176,21	3300,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
3400,0	0,00	176,21	3400,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
3500,0	0,00	176,21	3500,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
3600,0	0,00	176,21	3600,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
3700,0	0,00	176,21	3700,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
3800,0	0,00	176,21	3800,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
3900,0	0,00	176,21	3900,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
4000,0	0,00	176,21	4000,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
4100,0	0,00	176,21	4100,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
4200,0	0,00	176,21	4200,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
4300,0	0,00	176,21	4300,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
4400,0	0,00	176,21	4400,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
4500,0	0,00	176,21	4500,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
4600,0	0,00	176,21	4600,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
4700,0	0,00	176,21	4700,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
4800,0	0,00	176,21	4800,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
4900,0	0,00	176,21	4900,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
5000,0	0,00	176,21	5000,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
5100,0	0,00	176,21	5100,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
5200,0	0,00	176,21	5200,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
5300,0	0,00	176,21	5300,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
5400,0	0,00	176,21	5400,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
5500,0	0,00	176,21	5500,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
5600,0	0,00	176,21	5600,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
5700,0	0,00	176,21	5700,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
5800,0	0,00	176,21	5800,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
5900,0	0,00	176,21	5900,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
6000,0	0,00	176,21	6000,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
6100,0	0,00	176,21	6100,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W
6200,0	0,00	176,21	6200,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683 N	70	3	57,645 W

PDVSA

Planning Report - Geographic

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 10:53:06	Page: 5
Field: SINCO	Co-ordinate(N/E) Reference: Site: SIN-2X1 (32), Grid North		
Site: SIN-2X1 (32)	Vertical (TVD) Reference: SITE 362,0		
Well: SIN-2X1	Section (VS) Reference: Well (0,00N,0,00E,176,21Azi)		
Wellpath: (32)	Plan: Plan #1		

Survey

MD ft	Incl deg	Azim deg	TVD ft	+N/-S ft	+E/-W ft	Map Northing m	Map Easting m	<--- Latitude --->			<--- Longitude --->				
								Deg	Min	Sec	Deg	Min	Sec		
6300,0	0,00	176,21	6300,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683	N	70	3	57,645	W
6400,0	0,00	176,21	6400,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683	N	70	3	57,645	W
6500,0	0,00	176,21	6500,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683	N	70	3	57,645	W
6600,0	0,00	176,21	6600,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683	N	70	3	57,645	W
6700,0	0,00	176,21	6700,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683	N	70	3	57,645	W
6800,0	0,00	176,21	6800,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683	N	70	3	57,645	W
6900,0	0,00	176,21	6900,0	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683	N	70	3	57,645	W
6949,1	0,00	176,21	6949,1	0,0	0,0	917153,94	382605,54	8	17	44,683	N	70	3	57,645	W
7000,0	1,66	176,21	7000,0	-0,7	0,0	917153,72	382605,55	8	17	44,676	N	70	3	57,645	W
7100,0	4,91	176,21	7099,8	-6,4	0,4	917151,98	382605,67	8	17	44,619	N	70	3	57,641	W
7126,3	5,76	176,21	7126,0	-8,9	0,6	917151,23	382605,72	8	17	44,595	N	70	3	57,639	W
7200,0	8,16	176,21	7199,2	-17,8	1,2	917148,52	382605,90	8	17	44,507	N	70	3	57,633	W
7300,0	11,41	176,21	7297,7	-34,7	2,3	917143,35	382606,24	8	17	44,339	N	70	3	57,621	W
7400,0	14,66	176,21	7395,1	-57,2	3,8	917136,49	382606,70	8	17	44,116	N	70	3	57,606	W
7500,0	17,91	176,21	7491,1	-85,2	5,6	917127,97	382607,26	8	17	43,838	N	70	3	57,587	W
7600,0	21,16	176,21	7585,3	-118,6	7,9	917117,80	382607,94	8	17	43,507	N	70	3	57,564	W
7700,0	24,41	176,21	7677,5	-157,2	10,4	917106,03	382608,72	8	17	43,124	N	70	3	57,537	W
7800,0	27,66	176,21	7767,3	-201,0	13,3	917092,68	382609,60	8	17	42,689	N	70	3	57,507	W
7900,0	30,91	176,21	7854,6	-249,8	16,6	917077,81	382610,59	8	17	42,205	N	70	3	57,473	W
8000,0	34,16	176,21	7938,9	-303,4	20,1	917061,46	382611,67	8	17	41,673	N	70	3	57,437	W
8100,0	37,41	176,21	8020,0	-361,7	24,0	917043,68	382612,85	8	17	41,094	N	70	3	57,397	W
8200,0	40,66	176,21	8097,6	-424,6	28,2	917024,53	382614,12	8	17	40,471	N	70	3	57,353	W
8300,0	43,91	176,21	8171,6	-491,7	32,6	917004,07	382615,48	8	17	39,805	N	70	3	57,307	W
8400,0	47,16	176,21	8241,7	-562,9	37,3	916982,37	382616,92	8	17	39,098	N	70	3	57,258	W
8500,0	50,41	176,21	8307,5	-637,9	42,3	916959,50	382618,43	8	17	38,354	N	70	3	57,207	W
8600,0	53,66	176,21	8369,1	-716,6	47,5	916935,52	382620,02	8	17	37,574	N	70	3	57,153	W
8625,5	54,48	176,21	8384,0	-737,2	48,9	916929,25	382620,44	8	17	37,369	N	70	3	57,138	W
8700,0	56,91	176,21	8426,0	-798,6	53,0	916910,53	382621,68	8	17	36,760	N	70	3	57,096	W
8800,0	60,16	176,21	8478,2	-883,7	58,6	916884,59	382623,40	8	17	35,916	N	70	3	57,038	W
8866,1	62,30	176,21	8510,0	-941,5	62,4	916866,98	382624,57	8	17	35,342	N	70	3	56,998	W
8900,0	63,41	176,21	8525,5	-971,6	64,4	916857,80	382625,18	8	17	35,043	N	70	3	56,977	W
9000,0	66,66	176,21	8567,7	-1062,0	70,4	916830,23	382627,00	8	17	34,146	N	70	3	56,915	W
9095,1	69,75	176,21	8603,0	-1150,1	76,3	916803,38	382628,79	8	17	33,272	N	70	3	56,855	W
9100,0	69,91	176,21	8604,7	-1154,7	76,6	916801,98	382628,88	8	17	33,226	N	70	3	56,851	W
9200,0	73,16	176,21	8636,4	-1249,4	82,8	916773,14	382630,79	8	17	32,288	N	70	3	56,786	W
9300,0	76,41	176,21	8662,6	-1345,6	89,2	916743,79	382632,74	8	17	31,332	N	70	3	56,720	W
9400,0	79,66	176,21	8683,3	-1443,2	95,7	916714,05	382634,71	8	17	30,364	N	70	3	56,653	W
9452,5	81,36	176,21	8692,0	-1494,9	99,1	916698,30	382635,75	8	17	29,852	N	70	3	56,618	W
9500,0	82,91	176,21	8698,5	-1541,8	102,2	916683,99	382636,70	8	17	29,386	N	70	3	56,585	W
9600,0	86,16	176,21	8708,0	-1641,1	108,8	916653,72	382638,71	8	17	28,400	N	70	3	56,517	W
9700,0	89,41	176,21	8711,9	-1740,8	115,4	916623,33	382640,72	8	17	27,411	N	70	3	56,449	W
9718,3	90,00	176,21	8712,0	-1759,1	116,6	916617,77	382641,09	8	17	27,230	N	70	3	56,436	W
9800,0	90,00	176,21	8712,0	-1840,6	122,0	916592,92	382642,74	8	17	26,421	N	70	3	56,380	W
9812,9	90,00	176,21	8712,0	-1853,5	122,9	916589,00	382643,00	8	17	26,294	N	70	3	56,371	W
9900,0	90,00	176,54	8712,0	-1940,4	128,4	916562,50	382644,68	8	17	25,431	N	70	3	56,314	W
10000,0	90,00	176,92	8712,0	-2040,3	134,1	916532,07	382646,42	8	17	24,440	N	70	3	56,254	W
10100,0	90,00	177,30	8712,0	-2140,1	139,2	916501,63	382647,95	8	17	23,449	N	70	3	56,202	W
10200,0	90,00	177,68	8712,0	-2240,0	143,5	916471,18	382649,29	8	17	22,458	N	70	3	56,155	W
10300,0	90,00	178,07	8712,0	-2340,0	147,2	916440,72	382650,42	8	17	21,466	N	70	3	56,116	W
10400,0	90,00	178,45	8712,0	-2439,9	150,3	916410,25	382651,34	8	17	20,475	N	70	3	56,083	W
10489,4	90,00	178,79	8712,0	-2529,3	152,4	916383,00	382652,00	8	17	19,587	N	70	3	56,059	W

PDVSA

Planning Report - Geographic

Company: PDVSA Field: SINCO Site: SIN-2X1 (32) Well: SIN-2X1 Wellpath: (32)	Date: 08/10/2002 Co-ordinate(NE) Reference: Site: SIN-2X1 (32), Grid North Vertical (TVD) Reference: SITE 362,0 Section (VS) Reference: Well (0,00N,0,00E,176,21Azi) Plan: Plan #1	Time: 10:53:06 Page: 6
--	---	---

Formations

MD ft	TVD ft	Formations	Lithology	Dip Angle deg	Dip Direction deg
7126,3	7126,0	PAGUEY		0,00	0,00
8625,5	8384,0	GOB. B		0,00	0,00
8866,1	8510,0	QUEVEDO		0,00	0,00
9095,1	8603,0	LA MORITA		0,00	0,00
9452,5	8692,0	ESC - O		0,00	0,00
	0,0	ESC - P1		0,00	0,00

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 10:58:37	Page: 1
Field: SINCO			
Reference Site: SIN-2X1 (32)	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: SIN-2X1 (32), Grid North	
Reference Well: SIN-2X1	Vertical (TVD) Reference:	SITE 362,0	
Reference Wellpath: (32)	Db: Sybase		

NO GLOBAL SCAN: Using user defined selection & scan criteria		Reference: Plan: Plan #1
Interpolation Method: MD	Interval: 100,0 ft	Error Model: Systematic Ellipse
Depth Range: 0,0 to 10489,4 ft		Scan Method: Closest Approach 3D
Maximum Radius: 10000,0 ft		Error Surface: Ellipse

Plan: Plan #1	Date Composed: 16/07/2002
Principal: Yes	Version: 1
	Tied-to: From Surface

Summary

<----- Offset Wellpath ----->									
Site	Well	Wellpath	Reference MD ft	Offset MD ft	Ctr-Ctr Distance ft	Edge Distance ft	Separation Factor	Warning	
Site 27	SIN-27	27 V0	9800,0	8338,4	968,9	901,6	14,40		
Site 58	SIN-58	58 V0	8700,0	8040,7	1517,5	1470,3	32,10		
Site 63	SIN-63	63 V0	9500,0	8325,5	962,5	902,0	15,92		
Site 77	SIN-77	77 V0	10489,4	8360,2	242,0	156,7	2,84		
Site 81	SIN-81	81 V0	10489,4	8354,4	1075,1	989,9	12,61		

Site: Site 27
Well: SIN-27
Wellpath: 27 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference MD ft	TVD ft	Offset MD ft	TVD ft	Semi-Major Axis Ref ft	Offset ft	TFO-HS deg	Offset Location North ft	East ft	Ctr-Ctr Distance ft	Edge Distance ft	Separation Factor	Warning
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	147,36	-1558,8	998,6	1886,3			No Data
100,0	100,0	0,0	0,0	0,2	0,0	147,36	-1558,8	998,6	1869,7	1869,5	9348,34	
200,0	200,0	0,0	0,0	0,4	0,0	147,36	-1558,8	998,6	1858,3	1857,9	4645,74	
300,0	300,0	0,0	0,0	0,6	0,0	147,36	-1558,8	998,6	1852,3	1851,7	3087,10	
400,0	400,0	38,2	38,2	0,8	0,1	147,36	-1558,8	998,6	1851,2	1850,3	2112,18	
500,0	500,0	138,8	138,8	1,0	0,3	147,36	-1558,8	998,6	1851,2	1849,9	1448,93	
600,0	600,0	239,4	239,4	1,2	0,5	147,35	-1558,7	998,6	1851,1	1849,5	1102,65	
700,0	700,0	340,0	340,0	1,4	0,7	147,35	-1558,6	998,6	1851,0	1849,0	889,93	
800,0	800,0	440,6	440,6	1,6	0,9	147,35	-1558,4	998,6	1850,9	1848,4	745,99	
900,0	900,0	541,2	541,2	1,8	1,1	147,35	-1558,2	998,6	1850,8	1847,9	642,10	
1000,0	1000,0	641,8	641,8	2,0	1,3	147,34	-1558,0	998,6	1850,6	1847,3	563,59	
1100,0	1100,0	742,4	742,4	2,2	1,5	147,34	-1557,8	998,6	1850,4	1846,7	502,17	
1200,0	1200,0	842,9	842,9	2,4	1,7	147,33	-1557,5	998,6	1850,1	1846,0	452,80	
1300,0	1300,0	943,5	943,5	2,6	1,9	147,33	-1557,1	998,6	1849,8	1845,3	412,26	
1400,0	1400,0	1044,1	1044,1	2,8	2,1	147,32	-1556,7	998,6	1849,5	1844,6	378,36	
1500,0	1500,0	1144,7	1144,7	3,0	2,3	147,31	-1556,3	998,6	1849,2	1843,9	349,60	
1600,0	1600,0	1245,3	1245,3	3,2	2,5	147,31	-1555,9	998,6	1848,8	1843,1	324,88	
1700,0	1700,0	1345,9	1345,9	3,4	2,7	147,30	-1555,4	998,6	1848,4	1842,3	303,42	
1800,0	1800,0	1446,5	1446,5	3,6	2,9	147,29	-1554,9	998,6	1847,9	1841,4	284,61	
1900,0	1900,0	1547,1	1547,0	3,8	3,1	147,28	-1554,3	998,6	1847,5	1840,6	267,98	
2000,0	2000,0	1647,6	1647,6	4,0	3,3	147,27	-1553,7	998,6	1846,9	1839,7	253,17	
2100,0	2100,0	1748,2	1748,2	4,2	3,5	147,26	-1553,0	998,6	1846,4	1838,7	239,90	
2200,0	2200,0	1848,8	1848,8	4,4	3,7	147,25	-1552,4	998,6	1845,8	1837,7	227,95	
2300,0	2300,0	1949,4	1949,4	4,6	3,9	147,24	-1551,6	998,6	1845,2	1836,7	217,12	
2400,0	2400,0	2050,0	2050,0	4,8	4,1	147,22	-1550,9	998,6	1844,6	1835,7	207,26	
2500,0	2500,0	2150,6	2150,5	5,0	4,3	147,21	-1550,1	998,6	1843,9	1834,6	198,25	
2600,0	2600,0	2251,1	2251,1	5,2	4,5	147,20	-1549,3	998,6	1843,2	1833,5	189,98	
2700,0	2700,0	2351,7	2351,7	5,4	4,7	147,18	-1548,4	998,6	1842,5	1832,4	182,37	
2800,0	2800,0	2452,3	2452,3	5,6	4,9	147,17	-1547,5	998,6	1841,8	1831,3	175,33	
2900,0	2900,0	2552,9	2552,9	5,8	5,1	147,15	-1546,5	998,6	1841,0	1830,1	168,81	
3000,0	3000,0	2653,5	2653,4	6,0	5,3	147,13	-1545,5	998,6	1840,1	1828,8	162,74	
3100,0	3100,0	2754,1	2754,0	6,2	5,5	147,12	-1544,5	998,6	1839,3	1827,6	157,10	
3200,0	3200,0	2854,6	2854,6	6,4	5,7	147,10	-1543,5	998,6	1838,4	1826,3	151,82	
3300,0	3300,0	2955,2	2955,1	6,6	5,9	147,08	-1542,4	998,6	1837,5	1825,0	146,88	
3400,0	3400,0	3055,8	3055,7	6,8	6,1	147,06	-1541,2	998,6	1836,5	1823,6	142,24	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 10:58:37	Page: 2
Field: SINCO			
Reference Site: SIN-2X1 (32)	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: SIN-2X1 (32), Grid North	
Reference Well: SIN-2X1	Vertical (TVD) Reference:	SITE 362,0	
Reference Wellpath: (32)	Db: Sybase		

Site: Site 27
Well: SIN-27
Wellpath: 27 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
3500,0	3500,0	3156,4	3156,3	7,0	6,3	147,04	-1540,1	998,6	1835,6	1822,2	137,88	
3600,0	3600,0	3256,9	3256,9	7,2	6,5	147,02	-1538,8	998,6	1834,5	1820,8	133,77	
3700,0	3700,0	3357,5	3357,4	7,4	6,7	147,00	-1537,6	998,6	1833,5	1819,4	129,90	
3800,0	3800,0	3458,1	3458,0	7,6	6,9	146,98	-1536,3	998,6	1832,4	1817,9	126,23	
3900,0	3900,0	3558,7	3558,6	7,8	7,1	146,95	-1535,0	998,6	1831,3	1816,4	122,76	
4000,0	4000,0	3659,2	3659,1	8,0	7,3	146,93	-1533,6	998,6	1830,2	1814,9	119,48	
4100,0	4100,0	3759,8	3759,7	8,2	7,5	146,91	-1532,2	998,6	1829,0	1813,3	116,35	
4200,0	4200,0	3860,4	3860,2	8,4	7,7	146,88	-1530,8	998,6	1827,8	1811,7	113,38	
4300,0	4300,0	3960,9	3960,8	8,6	7,9	146,86	-1529,3	998,6	1826,6	1810,1	110,56	
4400,0	4400,0	4061,5	4061,3	8,8	8,1	146,83	-1527,8	998,6	1825,3	1808,4	107,86	
4500,0	4500,0	4162,1	4161,9	9,0	8,3	146,80	-1526,2	998,6	1824,0	1806,7	105,29	
4600,0	4600,0	4262,6	4262,5	9,2	8,5	146,78	-1524,6	998,6	1822,7	1805,0	102,83	
4700,0	4700,0	4363,2	4363,0	9,4	8,7	146,75	-1523,0	998,6	1821,3	1803,2	100,48	
4800,0	4800,0	4463,8	4463,5	9,6	8,9	146,72	-1521,3	998,6	1820,0	1801,4	98,23	
4900,0	4900,0	4564,3	4564,1	9,8	9,1	146,69	-1519,6	998,6	1818,5	1799,6	96,07	
5000,0	5000,0	4664,9	4664,6	10,0	9,3	146,66	-1517,9	998,6	1817,1	1797,8	94,00	
5100,0	5100,0	4765,4	4765,2	10,2	9,5	146,63	-1516,1	998,6	1815,6	1795,9	92,02	
5200,0	5200,0	4866,0	4865,7	10,4	9,7	146,60	-1514,3	998,6	1814,1	1794,0	90,11	
5300,0	5300,0	4966,5	4966,3	10,6	9,9	146,56	-1512,4	998,6	1812,5	1792,0	88,27	
5400,0	5400,0	5067,1	5066,8	10,8	10,1	146,53	-1510,5	998,6	1811,0	1790,0	86,51	
5500,0	5500,0	5167,7	5167,3	11,0	10,3	146,50	-1508,6	998,6	1809,4	1788,0	84,81	
5600,0	5600,0	5268,2	5267,9	11,2	10,5	146,46	-1506,6	998,6	1807,7	1786,0	83,17	
5700,0	5700,0	5368,8	5368,4	11,4	10,7	146,43	-1504,6	998,6	1806,1	1783,9	81,58	
5800,0	5800,0	5469,3	5468,9	11,6	10,9	146,39	-1502,5	998,6	1804,4	1781,8	80,06	
5900,0	5900,0	5569,9	5569,4	11,8	11,1	146,36	-1500,4	998,6	1802,6	1779,7	78,58	
6000,0	6000,0	5670,4	5670,0	12,0	11,3	146,32	-1498,3	998,6	1800,9	1777,5	77,16	
6100,0	6100,0	5770,9	5770,5	12,2	11,5	146,28	-1496,2	998,6	1799,1	1775,3	75,78	
6200,0	6200,0	5871,5	5871,0	12,4	11,7	146,24	-1494,0	998,6	1797,3	1773,1	74,44	
6300,0	6300,0	5972,0	5971,5	12,6	11,9	146,20	-1491,7	998,6	1795,4	1770,9	73,15	
6400,0	6400,0	6072,6	6072,0	12,8	12,1	146,16	-1489,4	998,6	1793,5	1768,6	71,90	
6500,0	6500,0	6173,1	6172,5	13,0	12,3	146,12	-1487,1	998,6	1791,6	1766,3	70,69	
6600,0	6600,0	6273,6	6273,0	13,2	12,5	146,08	-1484,8	998,6	1789,7	1763,9	69,51	
6700,0	6700,0	6374,2	6373,6	13,4	12,7	146,03	-1482,4	998,6	1787,7	1761,6	68,37	
6800,0	6800,0	6474,7	6474,1	13,6	12,9	145,99	-1479,9	998,6	1785,7	1759,1	67,26	
6900,0	6900,0	6575,2	6574,6	13,8	13,2	145,95	-1477,5	998,6	1783,7	1756,7	66,18	
7000,0	7000,0	6675,7	6675,0	14,0	13,4	329,65	-1475,0	998,6	1781,0	1753,6	65,11	
7100,0	7099,8	6775,9	6775,2	14,2	13,6	329,40	-1472,4	998,6	1773,9	1746,2	63,92	
7200,0	7199,2	6875,5	6874,7	14,4	13,8	328,96	-1469,9	998,6	1762,0	1733,9	62,59	
7300,0	7297,7	6974,1	6973,3	14,6	13,9	328,34	-1467,3	998,6	1745,4	1716,8	61,14	
7400,0	7395,1	7071,4	7070,5	14,8	14,1	327,52	-1464,7	998,6	1724,0	1695,0	59,57	
7500,0	7491,1	7167,1	7166,2	15,7	14,3	326,49	-1462,2	998,6	1698,0	1668,0	56,54	
7600,0	7585,3	7260,9	7259,9	16,6	14,5	325,22	-1459,6	998,6	1667,7	1636,6	53,59	
7700,0	7677,5	7352,4	7351,5	17,5	14,7	323,71	-1457,1	998,6	1633,3	1601,1	50,72	
7800,0	7767,3	7441,4	7440,4	18,7	14,9	321,93	-1454,6	998,6	1594,9	1561,3	47,49	
7900,0	7854,6	7527,6	7526,6	19,9	15,1	319,86	-1452,2	998,6	1552,9	1517,9	44,42	
8000,0	7938,9	7610,7	7609,7	21,1	15,2	317,47	-1449,8	998,6	1507,6	1471,3	41,51	
8100,0	8020,0	7690,5	7689,4	22,5	15,4	314,75	-1447,6	998,6	1459,4	1421,5	38,53	
8200,0	8097,6	7766,6	7765,5	23,9	15,5	311,68	-1445,3	998,6	1408,8	1369,3	35,73	
8300,0	8171,6	7838,8	7837,7	25,3	15,7	308,27	-1443,2	998,6	1356,2	1315,2	33,10	
8400,0	8241,7	7907,0	7905,8	26,7	15,8	304,53	-1441,2	998,6	1302,4	1259,8	30,63	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 10:58:37	Page: 3
Field: SINCO			
Reference Site: SIN-2X1 (32)	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: SIN-2X1 (32), Grid North	
Reference Well: SIN-2X1	Vertical (TVD) Reference:	SITE 362,0	
Reference Wellpath: (32)	Db: Sybase		

Site: Site 27
Well: SIN-27
Wellpath: 27 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr Distance	Edge Distance	Separation Factor	Warning
MD ft	TVD ft	MD ft	TVD ft	Ref ft	Offset ft	TFO-HS deg	North ft	East ft				
8500,0	8307,5	7970,8	7969,6	28,2	15,9	300,53	-1439,3	998,6	1247,9	1203,8	28,27	
8600,0	8369,1	8030,1	8028,8	29,7	16,1	296,33	-1437,5	998,6	1193,6	1147,9	26,08	
8700,0	8426,0	8084,6	8083,4	31,2	16,2	292,05	-1435,9	998,6	1140,5	1093,1	24,08	
8800,0	8478,2	8134,3	8133,1	32,7	16,3	287,82	-1434,3	998,6	1089,5	1040,6	22,25	
8900,0	8525,5	8179,0	8177,7	34,2	16,4	283,78	-1433,0	998,6	1042,0	991,4	20,61	
9000,0	8567,7	8218,4	8217,1	35,7	16,4	280,06	-1431,8	998,6	999,2	947,0	19,16	
9100,0	8604,7	8252,6	8251,3	37,2	16,5	276,80	-1430,7	998,6	962,5	908,8	17,92	
9200,0	8636,4	8281,3	8280,0	38,7	16,6	274,08	-1429,8	998,6	933,4	878,1	16,89	
9300,0	8662,6	8304,6	8303,2	40,2	16,6	271,98	-1429,1	998,6	913,2	856,4	16,07	
9400,0	8683,3	8322,2	8320,9	41,7	16,6	270,54	-1428,5	998,6	903,0	844,7	15,48	
9500,0	8698,5	8334,3	8332,9	43,8	16,7	269,80	-1428,2	998,6	903,5	843,1	14,94	
9600,0	8708,0	8340,7	8339,3	45,9	16,7	269,77	-1428,0	998,6	915,0	852,4	14,62	
9700,0	8711,9	8341,5	8340,1	48,0	16,7	270,46	-1427,9	998,6	937,0	872,3	14,49	
9800,0	8712,0	8338,4	8337,1	50,6	16,7	270,82	-1428,0	998,6	968,9	901,6	14,40	
9900,0	8712,0	8335,3	8333,9	53,2	16,7	271,02	-1428,1	998,6	1009,9	940,0	14,45	
10000,0	8712,0	8332,2	8330,8	55,8	16,7	271,23	-1428,2	998,6	1059,4	986,9	14,62	
10100,0	8712,0	8329,1	8327,7	58,4	16,7	271,43	-1428,3	998,6	1116,2	1041,1	14,87	
10200,0	8712,0	8325,9	8324,6	61,0	16,7	271,64	-1428,4	998,6	1179,2	1101,5	15,19	
10300,0	8712,0	8322,8	8321,5	63,6	16,6	271,85	-1428,5	998,6	1247,5	1167,3	15,55	
10400,0	8712,0	8319,7	8318,3	66,2	16,6	272,07	-1428,6	998,6	1320,4	1237,5	15,94	
10489,4	8712,0	8316,9	8315,6	68,5	16,6	272,27	-1428,7	998,6	1388,7	1303,6	16,31	

Site: Site 58
Well: SIN-58
Wellpath: 58 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr Distance	Edge Distance	Separation Factor	Warning
MD ft	TVD ft	MD ft	TVD ft	Ref ft	Offset ft	TFO-HS deg	North ft	East ft				
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	265,01	-107,3	-1228,5	1285,2			No Data
100,0	100,0	0,0	0,0	0,2	0,0	265,01	-107,3	-1228,5	1260,7	1260,5	6303,70	
200,0	200,0	0,0	0,0	0,4	0,0	265,01	-107,3	-1228,5	1243,8	1243,4	3109,53	
300,0	300,0	0,0	0,0	0,6	0,0	265,01	-107,3	-1228,5	1234,8	1234,2	2057,96	
400,0	400,0	38,0	38,0	0,8	0,1	265,01	-107,2	-1228,5	1233,2	1232,3	1407,73	
500,0	500,0	138,1	138,1	1,0	0,3	265,01	-107,2	-1228,5	1233,2	1231,9	966,38	
600,0	600,0	238,1	238,1	1,2	0,5	265,02	-107,1	-1228,5	1233,2	1231,5	735,72	
700,0	700,0	338,1	338,1	1,4	0,7	265,02	-107,0	-1228,5	1233,2	1231,1	593,95	
800,0	800,0	438,2	438,2	1,6	0,9	265,03	-106,9	-1228,5	1233,2	1230,7	497,98	
900,0	900,0	538,2	538,2	1,8	1,1	265,04	-106,7	-1228,5	1233,2	1230,3	428,71	
1000,0	1000,0	638,3	638,3	2,0	1,3	265,05	-106,5	-1228,5	1233,1	1229,9	376,36	
1100,0	1100,0	738,3	738,3	2,2	1,5	265,06	-106,2	-1228,5	1233,1	1229,5	335,40	
1200,0	1200,0	838,3	838,3	2,4	1,7	265,07	-105,9	-1228,5	1233,1	1229,0	302,48	
1300,0	1300,0	938,4	938,4	2,6	1,9	265,09	-105,6	-1228,5	1233,1	1228,6	275,44	
1400,0	1400,0	1038,4	1038,4	2,8	2,1	265,10	-105,2	-1228,5	1233,0	1228,2	252,84	
1500,0	1500,0	1138,5	1138,4	3,0	2,3	265,12	-104,8	-1228,5	1233,0	1227,7	233,66	
1600,0	1600,0	1238,5	1238,5	3,2	2,5	265,14	-104,4	-1228,5	1233,0	1227,3	217,19	
1700,0	1700,0	1338,5	1338,5	3,4	2,7	265,17	-103,9	-1228,5	1232,9	1226,9	202,88	
1800,0	1800,0	1438,6	1438,6	3,6	2,9	265,19	-103,4	-1228,5	1232,9	1226,4	190,34	
1900,0	1900,0	1538,6	1538,6	3,8	3,1	265,22	-102,8	-1228,5	1232,8	1226,0	179,26	
2000,0	2000,0	1638,6	1638,6	4,0	3,3	265,24	-102,2	-1228,5	1232,8	1225,5	169,40	
2100,0	2100,0	1738,7	1738,7	4,2	3,5	265,27	-101,6	-1228,5	1232,7	1225,1	160,57	
2200,0	2200,0	1838,7	1838,7	4,4	3,7	265,30	-100,9	-1228,5	1232,7	1224,6	152,61	
2300,0	2300,0	1938,7	1938,7	4,6	3,9	265,34	-100,2	-1228,5	1232,6	1224,1	145,40	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 10:58:37	Page: 4
Field: SINCO			
Reference Site: SIN-2X1 (32)	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: SIN-2X1 (32), Grid North	
Reference Well: SIN-2X1	Vertical (TVD) Reference:	SITE 362,0	
Reference Wellpath: (32)	Db: Sybase		

Site: Site 58
Well: SIN-58
Wellpath: 58 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
2400,0	2400,0	2038,8	2038,8	4,8	4,1	265,37	-99,5	-1228,5	1232,6	1223,7	138,84	
2500,0	2500,0	2138,8	2138,8	5,0	4,3	265,41	-98,7	-1228,5	1232,5	1223,2	132,85	
2600,0	2600,0	2238,8	2238,8	5,2	4,5	265,45	-97,9	-1228,5	1232,4	1222,8	127,35	
2700,0	2700,0	2338,9	2338,9	5,4	4,7	265,49	-97,0	-1228,5	1232,4	1222,3	122,29	
2800,0	2800,0	2438,9	2438,9	5,6	4,9	265,53	-96,1	-1228,5	1232,3	1221,8	117,61	
2900,0	2900,0	2538,9	2538,9	5,8	5,1	265,57	-95,2	-1228,5	1232,2	1221,3	113,28	
3000,0	3000,0	2639,0	2638,9	6,0	5,3	265,62	-94,2	-1228,5	1232,2	1220,9	109,25	
3100,0	3100,0	2739,0	2739,0	6,2	5,5	265,66	-93,2	-1228,5	1232,1	1220,4	105,50	
3200,0	3200,0	2839,0	2839,0	6,4	5,7	265,71	-92,2	-1228,5	1232,0	1219,9	102,00	
3300,0	3300,0	2939,1	2939,0	6,6	5,9	265,76	-91,1	-1228,5	1231,9	1219,4	98,73	
3400,0	3400,0	3039,1	3039,0	6,8	6,1	265,81	-89,9	-1228,5	1231,8	1219,0	95,65	
3500,0	3500,0	3139,1	3139,0	7,0	6,3	265,87	-88,8	-1228,5	1231,7	1218,5	92,76	
3600,0	3600,0	3239,1	3239,1	7,2	6,5	265,92	-87,6	-1228,5	1231,7	1218,0	90,05	
3700,0	3700,0	3339,2	3339,1	7,4	6,7	265,98	-86,4	-1228,5	1231,6	1217,5	87,48	
3800,0	3800,0	3439,2	3439,1	7,6	6,9	266,04	-85,1	-1228,5	1231,5	1217,0	85,06	
3900,0	3900,0	3539,2	3539,1	7,8	7,1	266,10	-83,8	-1228,5	1231,4	1216,5	82,76	
4000,0	4000,0	3639,2	3639,1	8,0	7,3	266,16	-82,4	-1228,5	1231,3	1216,0	80,59	
4100,0	4100,0	3739,3	3739,1	8,2	7,5	266,23	-81,1	-1228,5	1231,2	1215,5	78,53	
4200,0	4200,0	3839,3	3839,1	8,4	7,7	266,29	-79,6	-1228,5	1231,1	1215,0	76,57	
4300,0	4300,0	3939,3	3939,2	8,6	7,9	266,36	-78,2	-1228,5	1231,0	1214,6	74,70	
4400,0	4400,0	4039,3	4039,2	8,8	8,1	266,43	-76,7	-1228,5	1230,9	1214,1	72,93	
4500,0	4500,0	4139,3	4139,2	9,0	8,3	266,50	-75,2	-1228,5	1230,8	1213,6	71,23	
4600,0	4600,0	4239,3	4239,2	9,2	8,5	266,57	-73,6	-1228,5	1230,7	1213,1	69,62	
4700,0	4700,0	4339,4	4339,2	9,4	8,7	266,65	-72,0	-1228,5	1230,7	1212,6	68,07	
4800,0	4800,0	4439,4	4439,2	9,6	8,9	266,72	-70,3	-1228,5	1230,6	1212,1	66,59	
4900,0	4900,0	4539,4	4539,2	9,8	9,1	266,80	-68,6	-1228,5	1230,5	1211,6	65,18	
5000,0	5000,0	4639,4	4639,2	10,0	9,3	266,88	-66,9	-1228,5	1230,4	1211,1	63,82	
5100,0	5100,0	4739,4	4739,2	10,2	9,5	266,96	-65,2	-1228,5	1230,3	1210,6	62,52	
5200,0	5200,0	4839,4	4839,1	10,4	9,7	267,05	-63,4	-1228,5	1230,2	1210,1	61,27	
5300,0	5300,0	4939,4	4939,1	10,6	9,9	267,13	-61,5	-1228,5	1230,1	1209,6	60,07	
5400,0	5400,0	5039,4	5039,1	10,8	10,1	267,22	-59,7	-1228,5	1230,0	1209,1	58,91	
5500,0	5500,0	5139,4	5139,1	11,0	10,3	267,31	-57,8	-1228,5	1229,9	1208,6	57,80	
5600,0	5600,0	5239,4	5239,1	11,2	10,5	267,40	-55,8	-1228,5	1229,8	1208,1	56,73	
5700,0	5700,0	5339,4	5339,1	11,4	10,7	267,49	-53,8	-1228,5	1229,7	1207,6	55,70	
5800,0	5800,0	5439,4	5439,1	11,6	10,9	267,58	-51,8	-1228,5	1229,6	1207,2	54,70	
5900,0	5900,0	5539,4	5539,0	11,8	11,1	267,68	-49,8	-1228,5	1229,6	1206,7	53,74	
6000,0	6000,0	5639,4	5639,0	12,0	11,3	267,78	-47,7	-1228,5	1229,5	1206,2	52,81	
6100,0	6100,0	5739,4	5739,0	12,2	11,5	267,88	-45,5	-1228,5	1229,4	1205,7	51,92	
6200,0	6200,0	5839,4	5838,9	12,4	11,7	267,98	-43,4	-1228,5	1229,3	1205,2	51,05	
6300,0	6300,0	5939,4	5938,9	12,6	11,9	268,08	-41,2	-1228,5	1229,2	1204,8	50,22	
6400,0	6400,0	6039,4	6038,9	12,8	12,1	268,19	-38,9	-1228,5	1229,2	1204,3	49,41	
6500,0	6500,0	6139,4	6138,8	13,0	12,3	268,29	-36,6	-1228,5	1229,1	1203,8	48,62	
6600,0	6600,0	6239,4	6238,8	13,2	12,5	268,40	-34,3	-1228,5	1229,0	1203,3	47,86	
6700,0	6700,0	6339,4	6338,8	13,4	12,7	268,51	-32,0	-1228,5	1229,0	1202,9	47,13	
6800,0	6800,0	6439,3	6438,7	13,6	12,9	268,62	-29,6	-1228,5	1228,9	1202,4	46,41	
6900,0	6900,0	6539,3	6538,7	13,8	13,1	268,73	-27,1	-1228,5	1228,8	1202,0	45,72	
7000,0	7000,0	6639,3	6638,6	14,0	13,3	92,68	-24,7	-1228,5	1228,8	1201,5	45,05	
7100,0	7099,8	6738,9	6738,2	14,2	13,5	93,05	-22,2	-1228,5	1229,1	1201,4	44,41	
7200,0	7199,2	6837,9	6837,2	14,4	13,7	93,67	-19,7	-1228,5	1229,7	1201,6	43,80	
7300,0	7297,7	6936,0	6935,2	14,6	13,9	94,52	-17,1	-1228,5	1231,0	1202,5	43,23	
7400,0	7395,1	7032,8	7032,0	14,8	14,1	95,58	-14,6	-1228,5	1233,1	1204,2	42,72	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 10:58:37	Page: 5
Field: SINCO			
Reference Site: SIN-2X1 (32)	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: SIN-2X1 (32), Grid North	
Reference Well: SIN-2X1	Vertical (TVD) Reference:	SITE 362,0	
Reference Wellpath: (32)	Db: Sybase		

Site: Site 58
Well: SIN-58
Wellpath: 58 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
7500,0	7491,1	7128,0	7127,1	15,7	14,3	96,81	-12,1	-1228,5	1236,4	1206,4	41,27	
7600,0	7585,3	7221,2	7220,4	16,6	14,4	98,20	-9,6	-1228,5	1241,2	1210,2	39,98	
7700,0	7677,5	7312,3	7311,4	17,5	14,6	99,69	-7,1	-1228,5	1248,0	1215,9	38,85	
7800,0	7767,3	7400,8	7399,9	18,7	14,8	101,24	-4,6	-1228,5	1257,3	1223,8	37,53	
7900,0	7854,6	7486,6	7485,6	19,9	15,0	102,82	-2,3	-1228,5	1269,5	1234,6	36,40	
8000,0	7938,9	7569,3	7568,2	21,1	15,1	104,37	0,1	-1228,5	1285,0	1248,8	35,46	
8100,0	8020,0	7648,6	7647,5	22,5	15,3	105,85	2,3	-1228,5	1304,4	1266,6	34,51	
8200,0	8097,6	7724,3	7723,2	23,9	15,4	107,22	4,5	-1228,5	1328,0	1288,6	33,75	
8300,0	8171,6	7796,2	7795,1	25,3	15,6	108,43	6,6	-1228,5	1356,1	1315,2	33,16	
8400,0	8241,7	7863,9	7862,8	26,7	15,7	109,44	8,6	-1228,5	1389,0	1346,6	32,74	
8500,0	8307,5	7927,4	7926,3	28,2	15,9	110,21	10,5	-1228,5	1426,8	1382,8	32,39	
8600,0	8369,1	7986,4	7985,2	29,7	16,0	110,72	12,2	-1228,5	1469,7	1424,0	32,18	
8700,0	8426,0	8040,7	8039,5	31,2	16,1	110,93	13,9	-1228,5	1517,5	1470,3	32,10	
8800,0	8478,2	8090,2	8088,9	32,7	16,2	110,80	15,4	-1228,5	1570,3	1521,4	32,12	
8900,0	8525,5	8134,6	8133,3	34,2	16,3	110,29	16,7	-1228,5	1627,7	1577,2	32,25	
9000,0	8567,7	8173,9	8172,6	35,7	16,3	109,38	17,9	-1228,5	1689,6	1637,5	32,46	
9100,0	8604,7	8207,9	8206,6	37,2	16,4	108,01	19,0	-1228,5	1755,6	1702,0	32,74	
9200,0	8636,4	8236,5	8235,2	38,7	16,5	106,15	19,8	-1228,5	1825,4	1770,2	33,09	
9300,0	8662,6	8259,6	8258,3	40,2	16,5	103,76	20,6	-1228,5	1898,6	1841,9	33,47	
9400,0	8683,3	8277,2	8275,9	41,7	16,6	100,79	21,1	-1228,5	1974,8	1916,6	33,90	
9500,0	8698,5	8289,3	8287,9	43,8	16,6	97,23	21,5	-1228,5	2053,6	1993,2	34,01	
9600,0	8708,0	8295,7	8294,3	45,9	16,6	93,07	21,7	-1228,5	2134,5	2072,0	34,16	
9700,0	8711,9	8296,4	8295,1	48,0	16,6	88,33	21,7	-1228,5	2217,2	2152,6	34,33	
9800,0	8712,0	8293,4	8292,1	50,6	16,6	87,29	21,6	-1228,5	2301,2	2234,0	34,25	
9900,0	8712,0	8290,4	8289,0	53,2	16,6	87,18	21,5	-1228,5	2386,2	2316,5	34,20	
10000,0	8712,0	8287,3	8286,0	55,8	16,6	87,07	21,4	-1228,5	2472,1	2399,7	34,16	
10100,0	8712,0	8284,2	8282,9	58,4	16,6	86,96	21,3	-1228,5	2558,7	2483,7	34,13	
10200,0	8712,0	8281,1	8279,8	61,0	16,6	86,86	21,2	-1228,5	2645,9	2568,3	34,11	
10300,0	8712,0	8278,1	8276,7	63,6	16,6	86,76	21,1	-1228,5	2733,7	2653,5	34,10	
10400,0	8712,0	8275,0	8273,7	66,2	16,5	86,67	21,0	-1228,5	2821,9	2739,2	34,10	
10489,4	8712,0	8272,3	8270,9	68,5	16,5	86,59	20,9	-1228,5	2901,2	2816,2	34,10	

Site: Site 63
Well: SIN-63
Wellpath: 63 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	210,08	-1408,9	-816,1	1668,0			No Data
100,0	100,0	0,0	0,0	0,2	0,0	210,08	-1408,9	-816,1	1649,2	1649,0	8245,76	
200,0	200,0	0,0	0,0	0,4	0,0	210,08	-1408,9	-816,1	1636,2	1635,8	4090,62	
300,0	300,0	0,0	0,0	0,6	0,0	210,08	-1408,9	-816,1	1629,4	1628,8	2715,65	
400,0	400,0	38,4	38,4	0,8	0,1	210,08	-1408,9	-816,1	1628,2	1627,3	1856,95	
500,0	500,0	139,5	139,5	1,0	0,3	210,08	-1408,8	-816,1	1628,1	1626,9	1273,03	
600,0	600,0	240,5	240,5	1,2	0,5	210,09	-1408,7	-816,1	1628,0	1626,3	968,43	
700,0	700,0	341,6	341,6	1,4	0,7	210,09	-1408,5	-816,1	1627,8	1625,7	781,39	
800,0	800,0	442,7	442,7	1,6	0,9	210,10	-1408,2	-816,1	1627,6	1625,1	654,86	
900,0	900,0	543,8	543,8	1,8	1,1	210,10	-1407,8	-816,1	1627,3	1624,4	563,55	
1000,0	1000,0	644,8	644,8	2,0	1,3	210,11	-1407,3	-816,1	1626,9	1623,6	494,54	
1100,0	1100,0	745,9	745,9	2,2	1,5	210,12	-1406,8	-816,1	1626,4	1622,7	440,55	
1200,0	1200,0	847,0	847,0	2,4	1,7	210,13	-1406,2	-816,1	1625,9	1621,8	397,15	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 10:58:37	Page: 6
Field: SINCO			
Reference Site: SIN-2X1 (32)	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: SIN-2X1 (32), Grid North	
Reference Well: SIN-2X1	Vertical (TVD) Reference:	SITE 362,0	
Reference Wellpath: (32)	Db: Sybase		

Site: Site 63
Well: SIN-63
Wellpath: 63 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
1300,0	1300,0	948,0	948,0	2,6	1,9	210,14	-1405,5	-816,1	1625,3	1620,8	361,50	
1400,0	1400,0	1049,1	1049,1	2,8	2,1	210,16	-1404,8	-816,1	1624,7	1619,8	331,69	
1500,0	1500,0	1150,2	1150,1	3,0	2,3	210,17	-1403,9	-816,1	1623,9	1618,6	306,39	
1600,0	1600,0	1251,2	1251,2	3,2	2,5	210,19	-1403,0	-816,1	1623,2	1617,5	284,64	
1700,0	1700,0	1352,3	1352,3	3,4	2,7	210,20	-1402,0	-816,1	1622,3	1616,2	265,76	
1800,0	1800,0	1453,3	1453,3	3,6	2,9	210,22	-1400,9	-816,1	1621,4	1614,9	249,19	
1900,0	1900,0	1554,4	1554,4	3,8	3,1	210,24	-1399,8	-816,1	1620,4	1613,5	234,55	
2000,0	2000,0	1655,5	1655,4	4,0	3,3	210,27	-1398,6	-816,1	1619,4	1612,1	221,50	
2100,0	2100,0	1756,5	1756,5	4,2	3,5	210,29	-1397,3	-816,1	1618,3	1610,6	209,81	
2200,0	2200,0	1857,6	1857,5	4,4	3,7	210,31	-1395,9	-816,1	1617,1	1609,0	199,27	
2300,0	2300,0	1958,6	1958,5	4,6	3,9	210,34	-1394,5	-816,1	1615,9	1607,4	189,72	
2400,0	2400,0	2059,7	2059,6	4,8	4,1	210,37	-1392,9	-816,1	1614,6	1605,6	181,02	
2500,0	2500,0	2160,7	2160,6	5,0	4,3	210,40	-1391,3	-816,1	1613,2	1603,9	173,06	
2600,0	2600,0	2261,8	2261,6	5,2	4,5	210,43	-1389,6	-816,1	1611,8	1602,0	165,76	
2700,0	2700,0	2362,8	2362,7	5,4	4,7	210,46	-1387,9	-816,1	1610,3	1600,1	159,03	
2800,0	2800,0	2463,8	2463,7	5,6	4,9	210,49	-1386,1	-816,1	1608,7	1598,2	152,81	
2900,0	2900,0	2564,9	2564,7	5,8	5,1	210,53	-1384,1	-816,1	1607,1	1596,1	147,04	
3000,0	3000,0	2665,9	2665,7	6,0	5,3	210,56	-1382,2	-816,1	1605,4	1594,0	141,67	
3100,0	3100,0	2766,9	2766,7	6,2	5,5	210,60	-1380,1	-816,1	1603,6	1591,9	136,67	
3200,0	3200,0	2868,0	2867,7	6,4	5,7	210,64	-1378,0	-816,1	1601,8	1589,7	131,99	
3300,0	3300,0	2969,0	2968,7	6,6	5,9	210,68	-1375,7	-816,1	1599,9	1587,4	127,60	
3400,0	3400,0	3070,0	3069,7	6,8	6,1	210,72	-1373,4	-816,1	1597,9	1585,0	123,49	
3500,0	3500,0	3171,0	3170,7	7,0	6,3	210,76	-1371,1	-816,1	1595,9	1582,6	119,62	
3600,0	3600,0	3272,0	3271,7	7,2	6,5	210,81	-1368,6	-816,1	1593,8	1580,1	115,97	
3700,0	3700,0	3373,0	3372,7	7,4	6,7	210,86	-1366,1	-816,1	1591,7	1577,6	112,52	
3800,0	3800,0	3474,0	3473,6	7,6	6,9	210,90	-1363,5	-816,1	1589,5	1574,9	109,26	
3900,0	3900,0	3572,9	3572,5	7,8	7,1	210,95	-1360,9	-816,1	1587,3	1572,3	106,20	
4000,0	4000,0	3671,6	3671,2	8,0	7,3	211,00	-1358,5	-816,1	1585,1	1569,8	103,31	
4100,0	4100,0	3770,4	3769,9	8,2	7,5	211,04	-1356,1	-816,1	1583,1	1567,4	100,57	
4200,0	4200,0	3869,1	3868,6	8,4	7,7	211,08	-1353,9	-816,1	1581,1	1565,0	97,97	
4300,0	4300,0	3967,9	3967,3	8,6	7,9	211,12	-1351,7	-816,1	1579,2	1562,7	95,50	
4400,0	4400,0	4066,6	4066,0	8,8	8,1	211,16	-1349,6	-816,1	1577,4	1560,5	93,15	
4500,0	4500,0	4165,3	4164,8	9,0	8,3	211,20	-1347,6	-816,1	1575,7	1558,3	90,92	
4600,0	4600,0	4264,1	4263,5	9,2	8,5	211,24	-1345,6	-816,1	1574,0	1556,3	88,79	
4700,0	4700,0	4362,9	4362,2	9,4	8,7	211,27	-1343,8	-816,1	1572,4	1554,3	86,75	
4800,0	4800,0	4461,6	4461,0	9,6	8,9	211,30	-1342,1	-816,1	1570,9	1552,4	84,81	
4900,0	4900,0	4560,4	4559,7	9,8	9,1	211,34	-1340,4	-816,1	1569,5	1550,6	82,95	
5000,0	5000,0	4659,2	4658,5	10,0	9,3	211,37	-1338,9	-816,1	1568,2	1548,8	81,17	
5100,0	5100,0	4757,9	4757,3	10,2	9,5	211,39	-1337,4	-816,1	1566,9	1547,2	79,47	
5200,0	5200,0	4856,7	4856,0	10,4	9,7	211,42	-1336,0	-816,1	1565,7	1545,6	77,84	
5300,0	5300,0	4955,5	4955,8	10,6	9,9	211,44	-1334,7	-816,1	1564,6	1544,1	76,27	
5400,0	5400,0	5057,0	5056,3	10,8	10,1	211,47	-1333,4	-816,1	1563,4	1542,5	74,75	
5500,0	5500,0	5157,5	5156,8	11,0	10,3	211,50	-1332,0	-816,1	1562,2	1540,9	73,29	
5600,0	5600,0	5258,0	5257,3	11,2	10,5	211,52	-1330,5	-816,1	1561,0	1539,3	71,88	
5700,0	5700,0	5358,5	5357,8	11,4	10,7	211,55	-1329,0	-816,1	1559,8	1537,6	70,52	
5800,0	5800,0	5459,1	5458,3	11,6	10,9	211,58	-1327,5	-816,1	1558,5	1535,9	69,21	
5900,0	5900,0	5559,6	5558,8	11,8	11,1	211,61	-1326,0	-816,1	1557,1	1534,2	67,94	
6000,0	6000,0	5660,1	5659,3	12,0	11,3	211,64	-1324,4	-816,1	1555,8	1532,5	66,71	
6100,0	6100,0	5760,6	5759,8	12,2	11,5	211,68	-1322,7	-816,1	1554,4	1530,7	65,53	
6200,0	6200,0	5861,1	5860,3	12,4	11,7	211,71	-1321,0	-816,1	1553,0	1528,9	64,38	
6300,0	6300,0	5961,6	5960,8	12,6	11,9	211,74	-1319,3	-816,1	1551,5	1527,0	63,27	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 10:58:37	Page: 7
Field: SINCO			
Reference Site: SIN-2X1 (32)	Co-ordinate(NE) Reference: Site: SIN-2X1 (32), Grid North		
Reference Well: SIN-2X1	Vertical (TVD) Reference: SITE 362,0		
Reference Wellpath: (32)	Db: Sybase		

Site: Site 63
Well: SIN-63
Wellpath: 63 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
6400,0	6400,0	6061,8	6061,0	12,8	12,1	211,78	-1317,6	-816,1	1550,0	1525,1	62,19	
6500,0	6500,0	6161,8	6161,0	13,0	12,3	211,81	-1315,8	-816,1	1548,6	1523,2	61,15	
6600,0	6600,0	6261,8	6260,9	13,2	12,5	211,84	-1314,1	-816,1	1547,1	1521,4	60,14	
6700,0	6700,0	6361,8	6360,9	13,4	12,7	211,88	-1312,3	-816,1	1545,6	1519,5	59,16	
6800,0	6800,0	6461,8	6460,9	13,6	12,9	211,91	-1310,6	-816,1	1544,1	1517,6	58,22	
6900,0	6900,0	6562,0	6561,1	13,8	13,1	211,95	-1308,9	-816,1	1542,6	1515,7	57,30	
7000,0	7000,0	6664,0	6663,1	14,0	13,3	35,82	-1307,0	-816,1	1540,5	1513,1	56,37	
7100,0	7099,8	6765,7	6764,7	14,2	13,5	36,11	-1304,9	-816,1	1534,2	1506,4	55,32	
7200,0	7199,2	6866,7	6865,8	14,4	13,7	36,62	-1302,8	-816,1	1523,2	1495,0	54,14	
7300,0	7297,7	6966,8	6965,8	14,6	13,9	37,37	-1300,5	-816,1	1507,6	1479,1	52,84	
7400,0	7395,1	7065,5	7064,5	14,8	14,1	38,36	-1298,0	-816,1	1487,6	1458,7	51,42	
7500,0	7491,1	7162,5	7161,5	15,7	14,3	39,61	-1295,5	-816,1	1463,3	1433,3	48,74	
7600,0	7585,3	7257,5	7256,4	16,6	14,5	41,14	-1292,9	-816,1	1435,0	1403,9	46,12	
7700,0	7677,5	7350,2	7349,1	17,5	14,7	42,97	-1290,2	-816,1	1402,9	1370,7	43,57	
7800,0	7767,3	7440,2	7439,0	18,7	14,9	45,11	-1287,5	-816,1	1367,4	1333,8	40,72	
7900,0	7854,6	7527,2	7526,0	19,9	15,1	47,59	-1284,8	-816,1	1328,8	1293,8	38,02	
8000,0	7938,9	7611,0	7609,7	21,1	15,2	50,40	-1282,0	-816,1	1287,6	1251,3	35,45	
8100,0	8020,0	7691,2	7689,9	22,5	15,4	53,56	-1279,3	-816,1	1244,4	1206,6	32,85	
8200,0	8097,6	7767,6	7766,3	23,9	15,5	57,05	-1276,6	-816,1	1199,8	1160,4	30,43	
8300,0	8171,6	7840,0	7838,6	25,3	15,7	60,82	-1273,9	-816,1	1154,6	1113,6	28,17	
8400,0	8241,7	7908,1	7906,7	26,7	15,8	64,81	-1271,4	-816,1	1109,5	1067,0	26,10	
8500,0	8307,5	7971,7	7970,2	28,2	15,9	68,93	-1268,9	-816,1	1065,7	1021,5	24,14	
8600,0	8369,1	8030,6	8029,0	29,7	16,1	73,05	-1266,6	-816,1	1024,1	978,4	22,38	
8700,0	8426,0	8084,6	8083,0	31,2	16,2	77,05	-1264,4	-816,1	986,2	938,9	20,82	
8800,0	8478,2	8133,6	8131,9	32,7	16,3	80,79	-1262,4	-816,1	953,3	904,4	19,47	
8900,0	8525,5	8177,3	8175,7	34,2	16,4	84,14	-1260,5	-816,1	926,8	876,3	18,33	
9000,0	8567,7	8215,8	8214,1	35,7	16,4	87,01	-1258,9	-816,1	908,2	856,1	17,42	
9100,0	8604,7	8248,9	8247,1	37,2	16,5	89,31	-1257,5	-816,1	898,6	844,9	16,73	
9200,0	8636,4	8276,4	8274,7	38,7	16,6	90,99	-1256,3	-816,1	899,0	843,8	16,27	
9300,0	8662,6	8298,4	8296,6	40,2	16,6	92,00	-1255,3	-816,1	909,9	853,1	16,02	
9400,0	8683,3	8314,8	8313,0	41,7	16,6	92,32	-1254,6	-816,1	931,2	872,8	15,96	
9500,0	8698,5	8325,5	8323,7	43,8	16,7	91,93	-1254,1	-816,1	962,5	902,0	15,92	
9600,0	8708,0	8330,6	8328,8	45,9	16,7	90,82	-1253,9	-816,1	1002,9	940,3	16,03	
9700,0	8711,9	8330,0	8328,2	48,0	16,7	88,98	-1253,9	-816,1	1051,4	986,7	16,26	
9800,0	8712,0	8325,7	8323,9	50,6	16,7	88,34	-1254,1	-816,1	1106,7	1039,5	16,46	
9900,0	8712,0	8321,3	8319,5	53,2	16,6	88,06	-1254,3	-816,1	1167,8	1098,0	16,72	
10000,0	8712,0	8317,0	8315,2	55,8	16,6	87,80	-1254,5	-816,1	1233,5	1161,1	17,03	
10100,0	8712,0	8312,6	8310,8	58,4	16,6	87,54	-1254,7	-816,1	1303,1	1228,1	17,37	
10200,0	8712,0	8308,2	8306,5	61,0	16,6	87,29	-1254,9	-816,1	1376,0	1298,4	17,73	
10300,0	8712,0	8303,9	8302,1	63,6	16,6	87,04	-1255,1	-816,1	1451,7	1371,5	18,10	
10400,0	8712,0	8299,6	8297,8	66,2	16,6	86,80	-1255,3	-816,1	1529,7	1446,9	18,48	
10489,4	8712,0	8295,7	8293,9	68,5	16,6	86,59	-1255,5	-816,1	1601,3	1516,1	18,81	

Site: Site 77
Well: SIN-77
Wellpath: 77 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	176,22	-2984,9	197,2	3013,2			No Data
100,0	100,0	0,0	0,0	0,2	0,0	176,22	-2984,9	197,2	3002,8	3002,6	15014,18	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 10:58:37	Page: 8
Field: SINCO			
Reference Site: SIN-2X1 (32)	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: SIN-2X1 (32), Grid North	
Reference Well: SIN-2X1	Vertical (TVD) Reference:	SITE 362,0	
Reference Wellpath: (32)	Db: Sybase		

Site: Site 77
Well: SIN-77
Wellpath: 77 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location			Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor		
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft			
200,0	200,0	0,0	0,0	0,4	0,0	176,22	-2984,9	197,2	2995,8	2995,4	7489,42		
300,0	300,0	0,0	0,0	0,6	0,0	176,22	-2984,9	197,2	2992,0	2991,4	4986,71		
400,0	400,0	39,5	39,5	0,8	0,1	176,22	-2984,9	197,2	2991,4	2990,5	3403,04		
500,0	500,0	143,5	143,5	1,0	0,3	176,22	-2984,7	197,2	2991,3	2990,0	2324,20		
600,0	600,0	247,5	247,5	1,2	0,5	176,22	-2984,5	197,2	2991,0	2989,3	1764,63		
700,0	700,0	351,5	351,5	1,4	0,7	176,22	-2984,1	197,2	2990,6	2988,5	1422,11		
800,0	800,0	455,5	455,5	1,6	0,9	176,22	-2983,5	197,2	2990,1	2987,6	1190,84		
900,0	900,0	559,4	559,4	1,8	1,1	176,22	-2982,9	197,2	2989,5	2986,5	1024,18		
1000,0	1000,0	663,4	663,4	2,0	1,3	176,22	-2982,0	197,2	2988,7	2985,3	898,35		
1100,0	1100,0	767,4	767,4	2,2	1,5	176,21	-2981,1	197,2	2987,8	2984,0	799,98		
1200,0	1200,0	871,4	871,4	2,4	1,7	176,21	-2980,0	197,2	2986,7	2982,6	720,95		
1300,0	1300,0	975,3	975,3	2,6	2,0	176,21	-2978,8	197,2	2985,5	2981,0	656,06		
1400,0	1400,0	1080,4	1080,4	2,8	2,2	176,21	-2977,4	197,2	2984,2	2979,2	601,56		
1500,0	1500,0	1186,2	1186,2	3,0	2,4	176,21	-2975,8	197,2	2982,7	2977,3	555,18		
1600,0	1600,0	1292,0	1291,9	3,2	2,6	176,21	-2973,9	197,2	2981,0	2975,2	515,38		
1700,0	1700,0	1397,8	1397,7	3,4	2,8	176,20	-2971,9	197,2	2979,1	2972,9	480,83		
1800,0	1800,0	1503,6	1503,5	3,6	3,0	176,20	-2969,7	197,2	2977,0	2970,3	450,57		
1900,0	1900,0	1609,2	1609,0	3,8	3,2	176,20	-2967,3	197,2	2974,7	2967,6	423,84		
2000,0	2000,0	1714,7	1714,6	4,0	3,4	176,19	-2964,6	197,2	2972,2	2964,8	400,05		
2100,0	2100,0	1820,3	1820,1	4,2	3,6	176,19	-2961,8	197,2	2969,5	2961,7	378,73		
2200,0	2200,0	1925,9	1925,6	4,4	3,9	176,19	-2958,8	197,2	2966,6	2958,4	359,52		
2300,0	2300,0	2031,2	2030,9	4,6	4,1	176,18	-2955,6	197,2	2963,6	2954,9	342,13		
2400,0	2400,0	2136,2	2135,8	4,8	4,3	176,18	-2952,2	197,2	2960,4	2951,3	326,31		
2500,0	2500,0	2241,1	2240,7	5,0	4,5	176,17	-2948,6	197,2	2957,0	2947,5	311,84		
2600,0	2600,0	2346,1	2345,6	5,2	4,7	176,17	-2944,9	197,2	2953,4	2943,5	298,56		
2700,0	2700,0	2451,1	2450,5	5,4	4,9	176,16	-2941,0	197,2	2949,7	2939,4	286,32		
2800,0	2800,0	2556,2	2555,5	5,6	5,1	176,16	-2936,8	197,2	2945,8	2935,1	274,99		
2900,0	2900,0	2661,4	2660,7	5,8	5,3	176,15	-2932,5	197,2	2941,7	2930,6	264,48		
3000,0	3000,0	2766,7	2765,8	6,0	5,5	176,15	-2928,0	197,2	2937,5	2925,9	254,69		
3100,0	3100,0	2871,9	2871,0	6,2	5,7	176,14	-2923,4	197,2	2933,0	2921,1	245,57		
3200,0	3200,0	2977,1	2976,1	6,4	6,0	176,13	-2918,5	197,2	2928,4	2916,0	237,04		
3300,0	3300,0	3079,1	3078,0	6,6	6,2	176,13	-2913,6	197,2	2923,6	2910,9	229,16		
3400,0	3400,0	3179,0	3177,7	6,8	6,4	176,12	-2908,8	197,2	2918,8	2905,7	221,83		
3500,0	3500,0	3278,9	3277,5	7,0	6,6	176,11	-2904,0	197,2	2914,0	2900,5	214,94		
3600,0	3600,0	3378,8	3377,3	7,2	6,8	176,11	-2899,2	197,2	2909,3	2895,3	208,44		
3700,0	3700,0	3478,6	3477,0	7,4	7,0	176,10	-2894,4	197,2	2904,5	2890,1	202,30		
3800,0	3800,0	3578,5	3576,8	7,6	7,2	176,10	-2889,6	197,2	2899,7	2884,9	196,50		
3900,0	3900,0	3678,4	3676,6	7,8	7,4	176,09	-2884,8	197,2	2894,9	2879,7	191,00		
4000,0	4000,0	3778,3	3776,3	8,0	7,6	176,08	-2880,1	197,2	2890,1	2874,6	185,78		
4100,0	4100,0	3876,4	3874,3	8,2	7,8	176,08	-2875,4	197,2	2885,3	2869,4	180,87		
4200,0	4200,0	3971,8	3969,7	8,4	7,9	176,07	-2870,9	197,2	2880,7	2864,4	176,26		
4300,0	4300,0	4067,3	4065,0	8,6	8,1	176,06	-2866,6	197,2	2876,2	2859,5	171,87		
4400,0	4400,0	4162,8	4160,4	8,8	8,3	176,06	-2862,5	197,2	2871,9	2854,7	167,69		
4500,0	4500,0	4258,3	4255,8	9,0	8,5	176,05	-2858,5	197,2	2867,7	2850,2	163,71		
4600,0	4600,0	4353,8	4351,2	9,2	8,7	176,05	-2854,6	197,2	2863,6	2845,7	159,91		
4700,0	4700,0	4447,4	4444,9	9,4	8,9	176,04	-2851,0	197,2	2859,8	2841,5	156,32		
4800,0	4800,0	4540,6	4537,9	9,6	9,1	176,04	-2847,6	197,2	2856,2	2837,5	152,89		
4900,0	4900,0	4633,7	4631,0	9,8	9,3	176,03	-2844,4	197,2	2852,8	2833,7	149,62		
5000,0	5000,0	4717,0	4714,3	10,0	9,4	176,03	-2841,8	197,2	2849,7	2830,2	146,63		
5100,0	5100,0	4823,1	4820,3	10,2	9,6	176,03	-2838,7	197,2	2846,7	2826,8	143,44		
5200,0	5200,0	4919,0	4916,2	10,4	9,8	176,02	-2835,9	197,2	2843,9	2823,6	140,52		

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 10:58:37	Page: 9
Field: SINCO			
Reference Site: SIN-2X1 (32)	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: SIN-2X1 (32), Grid North	
Reference Well: SIN-2X1	Vertical (TVD) Reference:	SITE 362,0	
Reference Wellpath: (32)	Db: Sybase		

Site: Site 77
Well: SIN-77
Wellpath: 77 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
5300,0	5300,0	5014,9	5012,1	10,6	10,0	176,02	-2833,4	197,2	2841,2	2820,6	137,72	
5400,0	5400,0	5110,9	5108,0	10,8	10,2	176,01	-2830,9	197,2	2838,7	2817,6	135,03	
5500,0	5500,0	5206,8	5203,9	11,0	10,4	176,01	-2828,6	197,2	2836,3	2814,9	132,45	
5600,0	5600,0	5306,0	5303,0	11,2	10,6	176,01	-2826,4	197,2	2834,0	2812,2	129,93	
5700,0	5700,0	5402,6	5399,6	11,4	10,8	176,01	-2824,3	197,2	2831,8	2809,6	127,53	
5800,0	5800,0	5502,6	5499,6	11,6	11,0	176,00	-2822,1	197,2	2829,7	2807,1	125,18	
5900,0	5900,0	5602,6	5599,5	11,8	11,2	176,00	-2819,9	197,2	2827,5	2804,5	122,91	
6000,0	6000,0	5702,5	5699,5	12,0	11,4	176,00	-2817,7	197,2	2825,3	2801,9	120,71	
6100,0	6100,0	5802,5	5799,4	12,2	11,6	175,99	-2815,6	197,2	2823,1	2799,3	118,59	
6200,0	6200,0	5894,9	5891,8	12,4	11,8	175,99	-2813,7	197,2	2821,1	2796,9	116,62	
6300,0	6300,0	5987,0	5983,9	12,6	12,0	175,99	-2812,0	197,2	2819,3	2794,7	114,73	
6400,0	6400,0	6079,1	6076,0	12,8	12,2	175,99	-2810,7	197,2	2817,8	2792,9	112,90	
6500,0	6500,0	6177,9	6174,8	13,0	12,4	175,98	-2809,4	197,2	2816,5	2791,2	111,08	
6600,0	6600,0	6277,9	6274,8	13,2	12,6	175,98	-2808,1	197,2	2815,2	2789,5	109,30	
6700,0	6700,0	6377,9	6374,7	13,4	12,8	175,98	-2806,8	197,2	2813,9	2787,8	107,58	
6800,0	6800,0	6477,9	6474,7	13,6	13,0	175,98	-2805,4	197,2	2812,6	2786,1	105,91	
6900,0	6900,0	6577,9	6574,7	13,8	13,2	175,98	-2804,1	197,2	2811,3	2784,3	104,29	
7000,0	7000,0	6677,8	6674,7	14,0	13,4	-0,23	-2802,8	197,2	2809,3	2781,9	102,69	
7100,0	7099,8	6779,5	6776,3	14,2	13,6	-0,24	-2801,5	197,2	2802,2	2774,5	100,95	
7200,0	7199,2	6881,9	6878,7	14,4	13,8	-0,24	-2800,0	197,2	2789,4	2761,3	99,04	
7300,0	7297,7	6983,3	6980,1	14,6	14,0	-0,25	-2798,4	197,2	2770,9	2742,3	97,00	
7400,0	7395,1	7083,4	7080,2	14,8	14,2	-0,25	-2796,8	197,2	2746,8	2717,8	94,82	
7500,0	7491,1	7181,9	7178,7	15,7	14,4	-0,27	-2795,0	197,2	2717,0	2687,0	90,38	
7600,0	7585,3	7278,4	7275,1	16,6	14,6	-0,28	-2793,2	197,2	2681,8	2650,7	86,08	
7700,0	7677,5	7372,6	7369,3	17,5	14,7	-0,29	-2791,3	197,2	2641,3	2609,1	81,91	
7800,0	7767,3	7464,2	7460,9	18,7	14,9	-0,31	-2789,4	197,2	2595,6	2561,9	77,18	
7900,0	7854,6	7552,5	7549,2	19,9	15,1	-0,33	-2787,5	197,2	2544,8	2509,8	72,70	
8000,0	7938,9	7637,5	7634,2	21,1	15,3	-0,35	-2785,5	197,2	2489,1	2452,7	68,43	
8100,0	8020,0	7719,0	7715,6	22,5	15,4	-0,38	-2783,6	197,2	2428,8	2390,8	64,02	
8200,0	8097,6	7796,8	7793,4	23,9	15,6	-0,42	-2781,8	197,2	2363,9	2324,4	59,86	
8300,0	8171,6	7870,6	7867,2	25,3	15,7	-0,46	-2779,9	197,2	2294,9	2253,8	55,92	
8400,0	8241,7	7940,2	7936,8	26,7	15,9	-0,51	-2778,2	197,2	2221,8	2179,2	52,18	
8500,0	8307,5	8005,0	8001,5	28,2	16,0	-0,57	-2776,5	197,2	2144,9	2100,7	48,52	
8600,0	8369,1	8064,4	8061,0	29,7	16,1	359,36	-2774,9	197,2	2064,5	2018,6	45,05	
8700,0	8426,0	8119,2	8115,7	31,2	16,2	359,27	-2773,5	197,2	1980,8	1933,4	41,76	
8800,0	8478,2	8169,1	8165,7	32,7	16,3	359,15	-2772,2	197,2	1894,2	1845,2	38,63	
8900,0	8525,5	8214,1	8210,6	34,2	16,4	358,99	-2771,0	197,2	1804,9	1754,3	35,65	
9000,0	8567,7	8254,7	8251,1	35,7	16,5	358,78	-2769,9	197,2	1713,2	1661,0	32,81	
9100,0	8604,7	8290,0	8286,4	37,2	16,6	358,49	-2769,0	197,2	1619,3	1565,6	30,11	
9200,0	8636,4	8319,7	8316,1	38,7	16,6	358,05	-2768,2	197,2	1523,7	1468,3	27,53	
9300,0	8662,6	8343,7	8340,2	40,2	16,7	357,35	-2767,5	197,2	1426,5	1369,6	25,08	
9400,0	8683,3	8362,1	8358,5	41,7	16,7	356,10	-2767,0	197,2	1328,2	1269,7	22,73	
9500,0	8698,5	8374,7	8371,1	43,8	16,7	353,31	-2766,6	197,2	1229,0	1168,4	20,30	
9600,0	8708,0	8381,5	8377,9	45,9	16,8	342,55	-2766,4	197,2	1129,2	1066,5	18,02	
9700,0	8711,9	8382,6	8379,0	48,0	16,8	216,79	-2766,4	197,2	1029,2	964,5	15,89	
9800,0	8712,0	8379,8	8376,2	50,6	16,8	207,70	-2766,5	197,2	929,3	861,9	13,80	
9900,0	8712,0	8376,9	8373,4	53,2	16,8	218,86	-2766,6	197,2	829,3	759,4	11,86	
10000,0	8712,0	8374,1	8370,5	55,8	16,7	229,49	-2766,6	197,2	729,4	656,9	10,05	
10100,0	8712,0	8371,2	8367,7	58,4	16,7	238,22	-2766,7	197,2	629,5	554,4	8,38	
10200,0	8712,0	8368,4	8364,8	61,0	16,7	245,38	-2766,8	197,2	529,7	452,0	6,81	
10300,0	8712,0	8365,6	8362,0	63,6	16,7	251,34	-2766,9	197,2	430,0	349,7	5,35	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 10:58:37	Page: 10
Field: SINCO			
Reference Site: SIN-2X1 (32)	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: SIN-2X1 (32), Grid North	
Reference Well: SIN-2X1	Vertical (TVD) Reference:	SITE 362,0	
Reference Wellpath: (32)	Db: Sybase		

Site: Site 77
Well: SIN-77
Wellpath: 77 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
10400,0	8712,0	8362,8	8359,2	66,2	16,7	256,44	-2767,0	197,2	330,5	247,6	3,99	
10489,4	8712,0	8360,2	8356,7	68,5	16,7	260,48	-2767,0	197,2	242,0	156,7	2,84	

Site: Site 81
Well: SIN-81
Wellpath: 81 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	155,52	-2696,1	1227,5	2984,4			No Data
100,0	100,0	0,0	0,0	0,2	0,0	155,52	-2696,1	1227,5	2974,0	2973,8	14869,77	
200,0	200,0	0,0	0,0	0,4	0,0	155,52	-2696,1	1227,5	2966,8	2966,4	7417,04	
300,0	300,0	0,0	0,0	0,6	0,0	155,52	-2696,1	1227,5	2963,0	2962,4	4938,40	
400,0	400,0	49,7	49,7	0,8	0,1	155,52	-2696,0	1227,5	2962,3	2961,4	3293,72	
500,0	500,0	161,5	161,5	1,0	0,3	155,51	-2695,1	1227,5	2961,6	2960,3	2238,47	
600,0	600,0	262,1	262,1	1,2	0,5	155,51	-2694,2	1227,5	2960,8	2959,1	1717,23	
700,0	700,0	367,0	367,0	1,4	0,7	155,50	-2693,2	1227,5	2959,9	2957,8	1387,00	
800,0	800,0	471,9	471,9	1,6	0,9	155,49	-2692,0	1227,5	2958,8	2956,3	1163,12	
900,0	900,0	573,3	573,2	1,8	1,1	155,48	-2690,7	1227,5	2957,7	2954,7	1003,79	
1000,0	1000,0	669,2	669,1	2,0	1,3	155,47	-2689,5	1227,5	2956,5	2953,2	885,62	
1100,0	1100,0	763,6	763,6	2,2	1,5	155,46	-2688,5	1227,5	2955,6	2951,8	792,95	
1200,0	1200,0	864,4	864,4	2,4	1,7	155,45	-2687,5	1227,5	2954,7	2950,6	715,63	
1300,0	1300,0	969,1	969,1	2,6	1,9	155,44	-2686,4	1227,5	2953,7	2949,2	650,86	
1400,0	1400,0	1073,6	1073,5	2,8	2,1	155,43	-2685,1	1227,5	2952,6	2947,7	596,83	
1500,0	1500,0	1176,3	1176,2	3,0	2,4	155,42	-2683,7	1227,5	2951,4	2946,0	551,39	
1600,0	1600,0	1279,0	1278,9	3,2	2,6	155,41	-2682,2	1227,5	2950,0	2944,3	512,33	
1700,0	1700,0	1381,7	1381,6	3,4	2,8	155,40	-2680,6	1227,5	2948,6	2942,4	478,40	
1800,0	1800,0	1484,5	1484,3	3,6	3,0	155,38	-2678,8	1227,5	2947,1	2940,5	448,64	
1900,0	1900,0	1589,0	1588,9	3,8	3,2	155,37	-2677,0	1227,5	2945,4	2938,4	422,10	
2000,0	2000,0	1693,9	1693,7	4,0	3,4	155,35	-2674,9	1227,5	2943,6	2936,2	398,44	
2100,0	2100,0	1798,8	1798,6	4,2	3,6	155,33	-2672,6	1227,5	2941,6	2933,8	377,25	
2200,0	2200,0	1903,6	1903,4	4,4	3,8	155,31	-2670,1	1227,5	2939,5	2931,3	358,16	
2300,0	2300,0	2000,0	1999,8	4,6	4,0	155,29	-2667,7	1227,5	2937,2	2928,6	341,53	
2400,0	2400,0	2104,4	2104,1	4,8	4,2	155,27	-2665,0	1227,5	2934,9	2925,9	325,78	
2500,0	2500,0	2200,9	2200,6	5,0	4,4	155,25	-2662,7	1227,5	2932,7	2923,3	311,93	
2600,0	2600,0	2297,5	2297,2	5,2	4,6	155,23	-2660,5	1227,5	2930,6	2920,8	299,19	
2700,0	2700,0	2394,0	2393,7	5,4	4,8	155,21	-2658,4	1227,5	2928,6	2918,5	287,46	
2800,0	2800,0	2490,6	2490,3	5,6	5,0	155,20	-2656,4	1227,5	2926,8	2916,2	276,60	
2900,0	2900,0	2591,4	2591,0	5,8	5,2	155,18	-2654,4	1227,5	2925,0	2914,0	266,33	
3000,0	3000,0	2692,5	2692,1	6,0	5,4	155,17	-2652,4	1227,5	2923,2	2911,8	256,76	
3100,0	3100,0	2793,7	2793,3	6,2	5,6	155,15	-2650,3	1227,5	2921,3	2909,5	247,83	
3200,0	3200,0	2894,9	2894,4	6,4	5,8	155,13	-2648,2	1227,5	2919,4	2907,2	239,50	
3300,0	3300,0	2996,1	2995,6	6,6	6,0	155,11	-2646,0	1227,5	2917,4	2904,8	231,69	
3400,0	3400,0	3096,2	3095,7	6,8	6,2	155,09	-2643,8	1227,5	2915,5	2902,5	224,40	
3500,0	3500,0	3196,2	3195,6	7,0	6,4	155,08	-2641,6	1227,5	2913,5	2900,1	217,55	
3600,0	3600,0	3296,1	3295,6	7,2	6,6	155,06	-2639,4	1227,5	2911,5	2897,7	211,10	
3700,0	3700,0	3391,5	3390,9	7,4	6,8	155,04	-2637,4	1227,5	2909,6	2895,4	205,15	
3800,0	3800,0	3486,8	3486,2	7,6	7,0	155,03	-2635,6	1227,5	2907,9	2893,3	199,53	
3900,0	3900,0	3582,1	3581,5	7,8	7,2	155,01	-2634,0	1227,5	2906,3	2891,3	194,22	
4000,0	4000,0	3677,4	3676,8	8,0	7,4	155,00	-2632,5	1227,5	2904,9	2889,5	189,18	
4100,0	4100,0	3772,7	3772,1	8,2	7,5	154,99	-2631,2	1227,5	2903,6	2887,9	184,41	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 10:58:37	Page: 11
Field: SINCO			
Reference Site: SIN-2X1 (32)	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: SIN-2X1 (32), Grid North	
Reference Well: SIN-2X1	Vertical (TVD) Reference:	SITE 362,0	
Reference Wellpath: (32)	Db: Sybase		

Site: Site 81
Well: SIN-81
Wellpath: 81 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
4200,0	4200,0	3868,0	3867,4	8,4	7,7	154,98	-2630,0	1227,5	2902,5	2886,4	179,88	
4300,0	4300,0	3963,4	3962,7	8,6	7,9	154,97	-2629,0	1227,5	2901,6	2885,1	175,57	
4400,0	4400,0	4061,6	4060,9	8,8	8,1	154,96	-2628,2	1227,5	2900,8	2883,9	171,41	
4500,0	4500,0	4161,6	4160,9	9,0	8,3	154,96	-2627,3	1227,5	2900,0	2882,7	167,41	
4600,0	4600,0	4261,6	4260,9	9,2	8,5	154,95	-2626,4	1227,5	2899,2	2881,5	163,58	
4700,0	4700,0	4360,6	4360,0	9,4	8,7	154,94	-2625,6	1227,5	2898,4	2880,3	159,95	
4800,0	4800,0	4459,2	4458,5	9,6	8,9	154,94	-2624,8	1227,5	2897,7	2879,2	156,48	
4900,0	4900,0	4557,7	4557,1	9,8	9,1	154,93	-2624,0	1227,5	2897,0	2878,1	153,16	
5000,0	5000,0	4656,3	4655,6	10,0	9,3	154,92	-2623,3	1227,5	2896,4	2877,1	149,97	
5100,0	5100,0	4754,8	4754,2	10,2	9,5	154,92	-2622,7	1227,5	2895,8	2876,1	146,92	
5200,0	5200,0	4853,4	4852,7	10,4	9,7	154,91	-2622,1	1227,5	2895,3	2875,1	143,99	
5300,0	5300,0	4952,0	4951,3	10,6	9,9	154,91	-2621,6	1227,5	2894,8	2874,3	141,18	
5400,0	5400,0	5050,5	5049,9	10,8	10,1	154,91	-2621,1	1227,5	2894,3	2873,4	138,48	
5500,0	5500,0	5150,1	5149,4	11,0	10,3	154,90	-2620,7	1227,5	2893,9	2872,6	135,86	
5600,0	5600,0	5250,1	5249,4	11,2	10,5	154,90	-2620,2	1227,5	2893,5	2871,8	133,34	
5700,0	5700,0	5350,1	5349,4	11,4	10,7	154,89	-2619,8	1227,5	2893,1	2871,0	130,91	
5800,0	5800,0	5450,1	5449,4	11,6	10,9	154,89	-2619,4	1227,5	2892,7	2870,2	128,57	
5900,0	5900,0	5550,1	5549,4	11,8	11,1	154,89	-2618,9	1227,5	2892,4	2869,5	126,30	
6000,0	6000,0	5650,1	5649,4	12,0	11,3	154,88	-2618,5	1227,5	2892,0	2868,7	124,12	
6100,0	6100,0	5750,1	5749,4	12,2	11,5	154,88	-2618,1	1227,5	2891,6	2867,9	122,01	
6200,0	6200,0	5850,1	5849,4	12,4	11,7	154,88	-2617,6	1227,5	2891,2	2867,1	119,96	
6300,0	6300,0	5950,1	5949,4	12,6	11,9	154,87	-2617,2	1227,5	2890,8	2866,3	117,99	
6400,0	6400,0	6050,1	6049,4	12,8	12,1	154,87	-2616,7	1227,5	2890,4	2865,5	116,08	
6500,0	6500,0	6150,1	6149,4	13,0	12,3	154,86	-2616,3	1227,5	2890,0	2864,7	114,23	
6600,0	6600,0	6250,1	6249,4	13,2	12,5	154,86	-2615,9	1227,5	2889,6	2863,9	112,43	
6700,0	6700,0	6350,1	6349,4	13,4	12,7	154,86	-2615,4	1227,5	2889,2	2863,1	110,70	
6800,0	6800,0	6450,1	6449,4	13,6	12,9	154,85	-2615,0	1227,5	2888,8	2862,3	109,01	
6900,0	6900,0	6550,1	6549,4	13,8	13,1	154,85	-2614,6	1227,5	2888,4	2861,5	107,37	
7000,0	7000,0	6650,1	6649,4	14,0	13,3	338,62	-2614,1	1227,5	2887,3	2860,0	105,76	
7100,0	7099,8	6749,9	6749,2	14,2	13,5	338,51	-2613,7	1227,5	2886,6	2859,3	104,03	
7200,0	7199,2	6849,2	6848,5	14,4	13,7	338,29	-2613,3	1227,5	2886,0	2858,5	102,16	
7300,0	7297,7	6947,6	6946,9	14,6	13,9	337,96	-2612,8	1227,5	2885,4	2857,9	100,17	
7400,0	7395,1	7045,2	7044,5	14,8	14,1	337,52	-2612,4	1227,5	2884,8	2857,3	98,06	
7500,0	7491,1	7165,1	7164,4	15,7	14,3	336,88	-2611,3	1227,5	2884,2	2856,7	96,00	
7600,0	7585,3	7282,0	7281,3	16,6	14,6	336,08	-2609,1	1227,5	2883,6	2856,1	94,00	
7700,0	7677,5	7395,3	7394,6	17,5	14,8	335,09	-2606,0	1227,5	2883,0	2855,5	92,10	
7800,0	7767,3	7504,5	7503,7	18,7	15,0	333,89	-2602,0	1227,5	2882,4	2854,9	90,30	
7900,0	7854,6	7609,2	7608,3	19,9	15,2	332,46	-2597,2	1227,5	2881,8	2854,3	88,60	
8000,0	7938,9	7709,1	7708,0	21,1	15,4	330,77	-2591,9	1227,5	2881,2	2853,7	87,00	
8100,0	8020,0	7805,6	7804,4	22,5	15,6	328,76	-2586,0	1227,5	2880,6	2853,1	85,50	
8200,0	8097,6	7896,2	7894,7	23,9	15,8	326,42	-2579,7	1227,5	2880,0	2852,5	84,10	
8300,0	8171,6	7980,4	7978,7	25,3	16,0	323,71	-2573,2	1227,5	2879,4	2851,9	82,80	
8400,0	8241,7	8058,2	8056,2	26,7	16,1	320,58	-2566,6	1227,5	2878,8	2851,3	81,60	
8500,0	8307,5	8129,3	8127,0	28,2	16,3	317,02	-2560,2	1227,5	2878,2	2850,7	80,50	
8600,0	8369,1	8193,6	8191,0	29,7	16,4	313,00	-2553,9	1227,5	2877,6	2850,1	79,50	
8700,0	8426,0	8250,9	8248,0	31,2	16,5	308,54	-2548,1	1227,5	2877,0	2849,5	78,60	
8800,0	8478,2	8301,3	8298,1	32,7	16,6	303,69	-2542,7	1227,5	2876,4	2848,9	77,80	
8900,0	8525,5	8344,7	8341,3	34,2	16,7	298,55	-2537,9	1227,5	2875,8	2848,3	77,10	
9000,0	8567,7	8381,2	8377,5	35,7	16,8	293,26	-2533,7	1227,5	2875,2	2847,7	76,50	
9100,0	8604,7	8410,8	8406,9	37,2	16,8	288,00	-2530,2	1227,5	2874,6	2847,1	76,00	
9200,0	8636,4	8433,6	8429,6	38,7	16,9	282,94	-2527,5	1227,5	2874,0	2846,5	75,60	

PDVSA

Anticollision Report

Company:	PDVSA	Date:	08/10/2002	Time:	10:58:37	Page:	12
Field:	SINCO	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: SIN-2X1 (32), Grid North				
Reference Site:	SIN-2X1 (32)	Vertical (TVD) Reference:	SITE 362,0				
Reference Well:	SIN-2X1						
Reference Wellpath:	(32)					Db:	Sybase

Site: Site 81
Well: SIN-81
Wellpath: 81 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
9300,0	8662,6	8449,0	8444,8	40,2	16,9	278,30	-2525,7	1227,5	1645,9	1588,8	28,83	
9400,0	8683,3	8457,5	8453,3	41,7	16,9	274,19	-2524,6	1227,5	1570,9	1512,3	26,80	
9500,0	8698,5	8460,4	8456,1	43,8	16,9	270,63	-2524,3	1227,5	1498,6	1437,9	24,68	
9600,0	8708,0	8458,0	8453,8	45,9	16,9	267,65	-2524,6	1227,5	1429,5	1366,7	22,76	
9700,0	8711,9	8449,0	8444,8	48,0	16,9	265,35	-2525,7	1227,5	1364,4	1299,5	21,02	
9800,0	8712,0	8437,7	8433,6	50,6	16,9	265,48	-2527,0	1227,5	1303,9	1236,5	19,32	
9900,0	8712,0	8425,0	8421,0	53,2	16,8	266,18	-2528,6	1227,5	1248,6	1178,5	17,82	
10000,0	8712,0	8412,5	8408,5	55,8	16,8	266,86	-2530,1	1227,5	1199,5	1126,9	16,52	
10100,0	8712,0	8400,2	8396,4	58,4	16,8	267,52	-2531,5	1227,5	1157,5	1082,3	15,39	
10200,0	8712,0	8388,1	8384,4	61,0	16,8	268,16	-2532,9	1227,5	1123,4	1045,6	14,44	
10300,0	8712,0	8376,3	8372,6	63,6	16,8	268,79	-2534,3	1227,5	1097,9	1017,5	13,66	
10400,0	8712,0	8364,6	8361,0	66,2	16,7	269,41	-2535,6	1227,5	1081,6	998,6	13,04	
10489,4	8712,0	8354,4	8350,9	68,5	16,7	269,95	-2536,8	1227,5	1075,1	989,9	12,61	

PDVSA

Planning Report - Geographic

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 11:01:04	Page: 1
Field: SINCO	Co-ordinate(NE) Reference: Site: Site SIN-2X2, Grid North		
Site: Site SIN-2X2	Vertical (TVD) Reference: SITE 427,0		
Well: Sin-2X2	Section (VS) Reference: Well (0,00N,0,00E,0,00Azi)		
Wellpath: Sin-2X2	Plan: Plan #1		

Field: SINCO SIN-2X1	Map Zone: UTM Zone 19, North 72W to 66W
Map System: Universal Transverse Mercator	Coordinate System: Site Centre
Geo Datum: South American 1969	Geomagnetic Model: igrf2000
Sys Datum: Mean Sea Level	

Site: Site SIN-2X2			
SIN-2X2			
Site Position:	Northing: 918760,00 m	Latitude: 8 18 36,869 N	
From: Map	Easting: 381422,00 m	Longitude: 70 4 36,473 W	
Position Uncertainty: 0,0 ft		North Reference: Grid	
Ground Level: 0,0 ft		Grid Convergence: -0,16 deg	

Well: Sin-2X2	Slot Name:
Well Position: +N/-S 0,0 ft	Northing: 918760,00 m
+E/-W 0,0 ft	Easting : 381422,00 m
Position Uncertainty: 0,0 ft	Latitude: 8 18 36,869 N
	Longitude: 70 4 36,473 W

Wellpath: Sin-2X2 POZO VERTICAL	Drilled From: Surface
Current Datum: SITE	Tie-on Depth: 0,0 ft
Magnetic Data: 23/09/2002	Above System Datum: Mean Sea Level
Field Strength: 33651 nT	Declination: -8,67 deg
Vertical Section: Depth From (TVD)	Mag Dip Angle: 34,62 deg
ft	+N/-S
ft	+E/-W
ft	Direction
ft	deg
8878,0	0,0
	0,0
	0,0

Plan: Plan #1	Date Composed: 23/09/2002
Principal: Yes	Version: 1
	Tied-to: From Surface

Plan Section Information

MD ft	Incl deg	Azim deg	TVD ft	+N/-S ft	+E/-W ft	DLS deg/100ft	Build deg/100ft	Turn deg/100ft	TFO deg	Target
0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	
8878,0	0,00	0,00	8878,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	ESC "P1"

Section 1 : Start Hold

MD ft	Incl deg	Azim deg	TVD ft	+N/-S ft	+E/-W ft	VS ft	DLS deg/100ft	Build deg/100ft	Turn deg/100ft	TFO deg
0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
100,0	0,00	0,00	100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
200,0	0,00	0,00	200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
300,0	0,00	0,00	300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
400,0	0,00	0,00	400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
500,0	0,00	0,00	500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
600,0	0,00	0,00	600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
700,0	0,00	0,00	700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
800,0	0,00	0,00	800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
900,0	0,00	0,00	900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
1000,0	0,00	0,00	1000,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
1100,0	0,00	0,00	1100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
1200,0	0,00	0,00	1200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
1300,0	0,00	0,00	1300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
1400,0	0,00	0,00	1400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
1500,0	0,00	0,00	1500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
1600,0	0,00	0,00	1600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
1700,0	0,00	0,00	1700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
1800,0	0,00	0,00	1800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
1900,0	0,00	0,00	1900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2000,0	0,00	0,00	2000,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2100,0	0,00	0,00	2100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00

PDVSA

Planning Report - Geographic

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 11:01:04	Page: 2
Field: SINCO	Co-ordinate(NE) Reference: Site: Site SIN-2X2, Grid North		
Site: Site SIN-2X2	Vertical (TVD) Reference: SITE 427,0		
Well: Sin-2X2	Section (VS) Reference: Well (0,00N,0,00E,0,00Azi)		
Wellpath: Sin-2X2	Plan: Plan #1		

Section 1 : Start Hold

MD ft	Incl deg	Azim deg	TVD ft	+N/-S ft	+E/-W ft	VS ft	DLS deg/100ft	Build deg/100ft	Turn deg/100ft	TFO deg
2200,0	0,00	0,00	2200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2300,0	0,00	0,00	2300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2400,0	0,00	0,00	2400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2500,0	0,00	0,00	2500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2600,0	0,00	0,00	2600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2700,0	0,00	0,00	2700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2800,0	0,00	0,00	2800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
2900,0	0,00	0,00	2900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3000,0	0,00	0,00	3000,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3100,0	0,00	0,00	3100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3200,0	0,00	0,00	3200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3300,0	0,00	0,00	3300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3400,0	0,00	0,00	3400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3500,0	0,00	0,00	3500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3600,0	0,00	0,00	3600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3700,0	0,00	0,00	3700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3800,0	0,00	0,00	3800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
3900,0	0,00	0,00	3900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
4000,0	0,00	0,00	4000,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
4100,0	0,00	0,00	4100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
4200,0	0,00	0,00	4200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
4300,0	0,00	0,00	4300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
4400,0	0,00	0,00	4400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
4500,0	0,00	0,00	4500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
4600,0	0,00	0,00	4600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
4700,0	0,00	0,00	4700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
4800,0	0,00	0,00	4800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
4900,0	0,00	0,00	4900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
5000,0	0,00	0,00	5000,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
5100,0	0,00	0,00	5100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
5200,0	0,00	0,00	5200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
5300,0	0,00	0,00	5300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
5400,0	0,00	0,00	5400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
5500,0	0,00	0,00	5500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
5600,0	0,00	0,00	5600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
5700,0	0,00	0,00	5700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
5800,0	0,00	0,00	5800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
5900,0	0,00	0,00	5900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
6000,0	0,00	0,00	6000,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
6100,0	0,00	0,00	6100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
6200,0	0,00	0,00	6200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
6300,0	0,00	0,00	6300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
6400,0	0,00	0,00	6400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
6500,0	0,00	0,00	6500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
6600,0	0,00	0,00	6600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
6700,0	0,00	0,00	6700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
6800,0	0,00	0,00	6800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
6900,0	0,00	0,00	6900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
7000,0	0,00	0,00	7000,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
7100,0	0,00	0,00	7100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
7200,0	0,00	0,00	7200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
7300,0	0,00	0,00	7300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
7400,0	0,00	0,00	7400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
7500,0	0,00	0,00	7500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
7600,0	0,00	0,00	7600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
7700,0	0,00	0,00	7700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
7800,0	0,00	0,00	7800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
7900,0	0,00	0,00	7900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
8000,0	0,00	0,00	8000,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
8100,0	0,00	0,00	8100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
8200,0	0,00	0,00	8200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
8300,0	0,00	0,00	8300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
8400,0	0,00	0,00	8400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
8500,0	0,00	0,00	8500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00

PDVSA

Planning Report - Geographic

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 11:01:04	Page: 3
Field: SINCO	Co-ordinate(NE) Reference: Site: Site SIN-2X2, Grid North		
Site: Site SIN-2X2	Vertical (TVD) Reference: SITE 427,0		
Well: Sin-2X2	Section (VS) Reference: Well (0,00N,0,00E,0,00Azi)		
Wellpath: Sin-2X2	Plan: Plan #1		

Section 1 : Start Hold

MD ft	Incl deg	Azim deg	TVD ft	+N/-S ft	+E/-W ft	VS ft	DLS deg/100ft	Build deg/100ft	Turn deg/100ft	TFO deg
8600,0	0,00	0,00	8600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
8700,0	0,00	0,00	8700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
8800,0	0,00	0,00	8800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
8878,0	0,00	0,00	8878,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00

Survey

MD ft	Incl deg	Azim deg	TVD ft	+N/-S ft	+E/-W ft	Map	Map	<--- Latitude --->		<--- Longitude --->					
						Northing m	Easting m	Deg	Min	Sec	Deg	Min	Sec		
0,0	0,00	0,00	0,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
100,0	0,00	0,00	100,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
200,0	0,00	0,00	200,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
300,0	0,00	0,00	300,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
400,0	0,00	0,00	400,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
500,0	0,00	0,00	500,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
600,0	0,00	0,00	600,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
700,0	0,00	0,00	700,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
800,0	0,00	0,00	800,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
900,0	0,00	0,00	900,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
1000,0	0,00	0,00	1000,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
1100,0	0,00	0,00	1100,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
1200,0	0,00	0,00	1200,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
1300,0	0,00	0,00	1300,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
1400,0	0,00	0,00	1400,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
1500,0	0,00	0,00	1500,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
1600,0	0,00	0,00	1600,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
1700,0	0,00	0,00	1700,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
1800,0	0,00	0,00	1800,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
1900,0	0,00	0,00	1900,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
2000,0	0,00	0,00	2000,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
2100,0	0,00	0,00	2100,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
2200,0	0,00	0,00	2200,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
2300,0	0,00	0,00	2300,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
2400,0	0,00	0,00	2400,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
2500,0	0,00	0,00	2500,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
2600,0	0,00	0,00	2600,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
2700,0	0,00	0,00	2700,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
2800,0	0,00	0,00	2800,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
2900,0	0,00	0,00	2900,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
3000,0	0,00	0,00	3000,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
3100,0	0,00	0,00	3100,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
3200,0	0,00	0,00	3200,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
3300,0	0,00	0,00	3300,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
3400,0	0,00	0,00	3400,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
3500,0	0,00	0,00	3500,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
3600,0	0,00	0,00	3600,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
3700,0	0,00	0,00	3700,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
3800,0	0,00	0,00	3800,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
3900,0	0,00	0,00	3900,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
4000,0	0,00	0,00	4000,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
4100,0	0,00	0,00	4100,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
4200,0	0,00	0,00	4200,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
4300,0	0,00	0,00	4300,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
4400,0	0,00	0,00	4400,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W

PDVSA

Planning Report - Geographic

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 11:01:04	Page: 4
Field: SINCO	Co-ordinate(NE) Reference: Site: Site SIN-2X2, Grid North		
Site: Site SIN-2X2	Vertical (TVD) Reference: SITE 427,0		
Well: Sin-2X2	Section (VS) Reference: Well (0,00N,0,00E,0,00Azi)		
Wellpath: Sin-2X2	Plan: Plan #1		

Survey

MD ft	Incl deg	Azim deg	TVD ft	+N/-S ft	+E/-W ft	Map Northing m	Map Easting m	<---- Latitude ---->		<--- Longitude --->					
								Deg	Min	Sec	Deg	Min	Sec		
4500,0	0,00	0,00	4500,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
4600,0	0,00	0,00	4600,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
4700,0	0,00	0,00	4700,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
4800,0	0,00	0,00	4800,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
4900,0	0,00	0,00	4900,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
5000,0	0,00	0,00	5000,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
5100,0	0,00	0,00	5100,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
5200,0	0,00	0,00	5200,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
5300,0	0,00	0,00	5300,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
5400,0	0,00	0,00	5400,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
5500,0	0,00	0,00	5500,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
5600,0	0,00	0,00	5600,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
5700,0	0,00	0,00	5700,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
5800,0	0,00	0,00	5800,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
5900,0	0,00	0,00	5900,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
6000,0	0,00	0,00	6000,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
6100,0	0,00	0,00	6100,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
6200,0	0,00	0,00	6200,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
6300,0	0,00	0,00	6300,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
6400,0	0,00	0,00	6400,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
6500,0	0,00	0,00	6500,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
6600,0	0,00	0,00	6600,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
6700,0	0,00	0,00	6700,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
6800,0	0,00	0,00	6800,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
6900,0	0,00	0,00	6900,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
7000,0	0,00	0,00	7000,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
7100,0	0,00	0,00	7100,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
7200,0	0,00	0,00	7200,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
7300,0	0,00	0,00	7300,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
7400,0	0,00	0,00	7400,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
7500,0	0,00	0,00	7500,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
7600,0	0,00	0,00	7600,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
7700,0	0,00	0,00	7700,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
7800,0	0,00	0,00	7800,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
7900,0	0,00	0,00	7900,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
8000,0	0,00	0,00	8000,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
8100,0	0,00	0,00	8100,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
8200,0	0,00	0,00	8200,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
8300,0	0,00	0,00	8300,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
8400,0	0,00	0,00	8400,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
8500,0	0,00	0,00	8500,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
8600,0	0,00	0,00	8600,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
8700,0	0,00	0,00	8700,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
8800,0	0,00	0,00	8800,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W
8878,0	0,00	0,00	8878,0	0,0	0,0	918760,00	381422,00	8	18	36,869	N	70	4	36,473	W

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 11:01:46	Page: 1
Field: SINCO			
Reference Site: Site SIN-2X2	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: Site SIN-2X2, Grid North	
Reference Well: Sin-2X2	Vertical (TVD) Reference:	SITE 427,0	
Reference Wellpath: Sin-2X2	Db: Sybase		

NO GLOBAL SCAN: Using user defined selection & scan criteria		Reference: Plan: Plan #1
Interpolation Method: MD	Interval: 100,0 ft	Error Model: Systematic Ellipse
Depth Range: 0,0 to 8878,0 ft		Scan Method: Closest Approach 3D
Maximum Radius: 10000,0 ft		Error Surface: Ellipse

Plan: Plan #1	Date Composed: 23/09/2002
Principal: Yes	Version: 1
	Tied-to: From Surface

Summary

<----- Offset Wellpath ----->								
Site	Well	Wellpath	Reference MD ft	Offset MD ft	Ctr-Ctr Distance ft	Edge Distance ft	Separation Factor	Warning
SIN-14	Sin-14	Sin-14 V0	8878,0	8472,2	602,2	567,5	17,35	
SIN-59	Sin-59	Sin-59 V0	8878,0	8441,0	907,0	872,4	26,18	
SIN-88	SIN-88	SIN-88 OH V2	8878,0	10076,0	5461,8	5428,9	166,03	
SIN-88	SIN-88	SIN-88 ST1 V2	8878,0	11000,0	4481,2	4413,8	66,55	
Site 27	SIN-27	27 V0	8878,0	8670,7	8281,8	8246,7	235,97	
Site 32	SIN-32	32 V0	8878,0	8619,7	6435,1	6400,1	183,88	
Site 58	SIN-58	58 V0	8878,0	8621,7	5874,0	5839,0	167,83	
Site 63	SIN-63	63 V0	8878,0	8723,4	7197,0	7161,8	204,44	
Site 77	SIN-77	77 V0	8878,0	8718,2	9006,7	8971,5	255,93	
Site 81	SIN-81	81 V0	8878,0	9103,6	9288,8	9252,8	258,29	

Site: SIN-14
Well: Sin-14
Wellpath: Sin-14 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD ft	TVD ft	MD ft	TVD ft	Ref ft	Offset ft	TFO-HS deg	North ft	East ft	Distance ft	Distance ft	Factor	
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	207,13	-756,3	-387,6	951,0			No Data
100,0	100,0	0,0	0,0	0,2	0,0	207,13	-756,3	-387,6	910,5	910,3	4552,68	
200,0	200,0	0,0	0,0	0,4	0,0	207,13	-756,3	-387,6	879,6	879,2	2198,97	
300,0	300,0	0,0	0,0	0,6	0,0	207,13	-756,3	-387,6	859,2	858,6	1432,05	
400,0	400,0	0,0	0,0	0,8	0,0	207,13	-756,3	-387,6	850,2	849,4	1062,78	
500,0	500,0	99,3	99,3	1,0	0,2	207,24	-752,8	-387,6	847,1	845,9	706,70	
600,0	600,0	199,3	199,2	1,2	0,4	207,35	-749,3	-387,6	844,0	842,4	527,98	
700,0	700,0	299,2	299,0	1,4	0,6	207,46	-745,8	-387,6	840,9	838,9	420,78	
800,0	800,0	399,2	398,9	1,6	0,8	207,57	-742,3	-387,6	837,8	835,4	349,33	
900,0	900,0	499,1	498,8	1,8	1,0	207,68	-738,8	-387,6	834,7	831,9	298,31	
1000,0	1000,0	599,0	598,7	2,0	1,2	207,79	-735,4	-387,6	831,6	828,4	260,04	
1100,0	1100,0	699,0	698,6	2,2	1,4	207,90	-731,9	-387,6	828,6	825,0	230,28	
1200,0	1200,0	798,9	798,4	2,4	1,6	208,02	-728,4	-387,6	825,5	821,5	206,48	
1300,0	1300,0	898,9	898,3	2,6	1,8	208,13	-724,9	-387,6	822,4	818,0	187,00	
1400,0	1400,0	998,8	998,2	2,8	2,0	208,25	-721,4	-387,6	819,3	814,5	170,78	
1500,0	1500,0	1098,7	1098,1	3,0	2,2	208,36	-717,9	-387,6	816,2	811,0	157,05	
1600,0	1600,0	1198,7	1197,9	3,2	2,4	208,48	-714,4	-387,6	813,2	807,6	145,28	
1700,0	1700,0	1298,6	1297,8	3,4	2,6	208,60	-710,9	-387,6	810,1	804,1	135,08	
1800,0	1800,0	1398,6	1397,7	3,6	2,8	208,72	-707,5	-387,6	807,0	800,6	126,16	
1900,0	1900,0	1498,5	1497,6	3,8	3,0	208,83	-704,0	-387,6	804,0	797,2	118,28	
2000,0	2000,0	1598,4	1597,5	4,0	3,2	208,96	-700,5	-387,6	800,9	793,7	111,29	
2100,0	2100,0	1698,4	1697,3	4,2	3,4	209,08	-697,0	-387,6	797,9	790,3	105,03	
2200,0	2200,0	1798,3	1797,2	4,4	3,6	209,20	-693,5	-387,6	794,8	786,8	99,39	
2300,0	2300,0	1898,3	1897,1	4,6	3,8	209,32	-690,0	-387,6	791,8	783,4	94,30	
2400,0	2400,0	1998,2	1997,0	4,8	4,0	209,45	-686,5	-387,6	788,7	779,9	89,67	
2500,0	2500,0	2098,1	2096,9	5,0	4,2	209,57	-683,0	-387,6	785,7	776,5	85,44	
2600,0	2600,0	2198,1	2196,7	5,2	4,4	209,70	-679,6	-387,6	782,7	773,1	81,56	
2700,0	2700,0	2298,0	2296,6	5,4	4,6	209,82	-676,1	-387,6	779,6	769,6	77,99	
2800,0	2800,0	2397,9	2396,5	5,6	4,8	209,95	-672,6	-387,6	776,6	766,2	74,70	
2900,0	2900,0	2497,9	2496,4	5,8	5,0	210,08	-669,1	-387,6	773,6	762,8	71,66	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 11:01:46	Page: 2
Field: SINCO			
Reference Site: Site SIN-2X2	Co-ordinate(NE) Reference: Site: Site SIN-2X2, Grid North		
Reference Well: Sin-2X2	Vertical (TVD) Reference: SITE 427,0		
Reference Wellpath: Sin-2X2	Db: Sybase		

Site: SIN-14
Well: Sin-14
Wellpath: Sin-14 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
3000,0	3000,0	2597,8	2596,2	6,0	5,2	210,21	-665,6	-387,6	770,6	759,4	68,83	
3100,0	3100,0	2697,8	2696,1	6,2	5,4	210,34	-662,1	-387,6	767,6	756,0	66,19	
3200,0	3200,0	2797,7	2796,0	6,4	5,6	210,47	-658,6	-387,6	764,5	752,5	63,74	
3300,0	3300,0	2897,6	2895,9	6,6	5,8	210,61	-655,1	-387,6	761,5	749,1	61,44	
3400,0	3400,0	2997,6	2995,8	6,8	6,0	210,74	-651,7	-387,6	758,5	745,7	59,28	
3500,0	3500,0	3097,5	3095,6	7,0	6,2	210,88	-648,2	-387,6	755,5	742,3	57,26	
3600,0	3600,0	3197,5	3195,5	7,2	6,4	211,01	-644,7	-387,6	752,5	738,9	55,35	
3700,0	3700,0	3297,4	3295,4	7,4	6,6	211,15	-641,2	-387,6	749,6	735,6	53,56	
3800,0	3800,0	3397,3	3395,3	7,6	6,8	211,29	-637,7	-387,6	746,6	732,2	51,86	
3900,0	3900,0	3497,3	3495,1	7,8	7,0	211,43	-634,2	-387,6	743,6	728,8	50,26	
4000,0	4000,0	3597,2	3595,0	8,0	7,2	211,57	-630,7	-387,6	740,6	725,4	48,74	
4100,0	4100,0	3697,2	3694,9	8,2	7,4	211,71	-627,2	-387,6	737,6	722,0	47,30	
4200,0	4200,0	3797,1	3794,8	8,4	7,6	211,85	-623,7	-387,6	734,7	718,7	45,93	
4300,0	4300,0	3897,0	3894,7	8,6	7,8	212,00	-620,3	-387,6	731,7	715,3	44,63	
4400,0	4400,0	3997,0	3994,5	8,8	8,0	212,14	-616,8	-387,6	728,8	712,0	43,39	
4500,0	4500,0	4096,9	4094,4	9,0	8,2	212,29	-613,3	-387,6	725,8	708,6	42,21	
4600,0	4600,0	4196,9	4194,3	9,2	8,4	212,44	-609,8	-387,6	722,9	705,3	41,09	
4700,0	4700,0	4296,8	4294,2	9,4	8,6	212,59	-606,3	-387,6	719,9	701,9	40,01	
4800,0	4800,0	4396,7	4394,1	9,6	8,8	212,74	-602,8	-387,6	717,0	698,6	38,98	
4900,0	4900,0	4496,7	4493,9	9,8	9,0	212,89	-599,3	-387,6	714,0	695,2	37,99	
5000,0	5000,0	4596,6	4593,8	10,0	9,2	213,04	-595,8	-387,6	711,1	691,9	37,05	
5100,0	5100,0	4696,5	4693,7	10,2	9,4	213,20	-592,4	-387,6	708,2	688,6	36,14	
5200,0	5200,0	4796,5	4793,6	10,4	9,6	213,35	-588,9	-387,6	705,3	685,3	35,28	
5300,0	5300,0	4896,4	4893,4	10,6	9,8	213,51	-585,4	-387,6	702,4	682,0	34,44	
5400,0	5400,0	4996,4	4993,3	10,8	10,0	213,67	-581,9	-387,6	699,4	678,7	33,64	
5500,0	5500,0	5096,3	5093,2	11,0	10,2	213,82	-578,4	-387,6	696,5	675,3	32,87	
5600,0	5600,0	5196,2	5193,1	11,2	10,4	213,98	-574,9	-387,6	693,6	672,1	32,12	
5700,0	5700,0	5296,2	5293,0	11,4	10,6	214,15	-571,4	-387,6	690,8	668,8	31,41	
5800,0	5800,0	5396,1	5392,8	11,6	10,8	214,31	-567,9	-387,6	687,9	665,5	30,72	
5900,0	5900,0	5496,1	5492,7	11,8	11,0	214,47	-564,5	-387,6	685,0	662,2	30,05	
6000,0	6000,0	5596,0	5592,6	12,0	11,2	214,64	-561,0	-387,6	682,1	658,9	29,41	
6100,0	6100,0	5695,9	5692,5	12,2	11,4	214,81	-557,5	-387,6	679,2	655,7	28,79	
6200,0	6200,0	5795,9	5792,3	12,4	11,6	214,98	-554,0	-387,6	676,4	652,4	28,19	
6300,0	6300,0	5895,8	5892,2	12,6	11,8	215,15	-550,5	-387,6	673,5	649,1	27,61	
6400,0	6400,0	5995,8	5992,1	12,8	12,0	215,32	-547,0	-387,6	670,7	645,9	27,05	
6500,0	6500,0	6095,7	6092,0	13,0	12,2	215,49	-543,5	-387,6	667,8	642,6	26,51	
6600,0	6600,0	6195,6	6191,9	13,2	12,4	215,67	-540,0	-387,6	665,0	639,4	25,98	
6700,0	6700,0	6295,6	6291,7	13,4	12,6	215,84	-536,6	-387,6	662,2	636,2	25,48	
6800,0	6800,0	6395,5	6391,6	13,6	12,8	216,02	-533,1	-387,6	659,3	632,9	24,98	
6900,0	6900,0	6495,5	6491,5	13,8	13,0	216,20	-529,6	-387,6	656,5	629,7	24,50	
7000,0	7000,0	6595,4	6591,4	14,0	13,2	216,38	-526,1	-387,6	653,7	626,5	24,04	
7100,0	7100,0	6695,3	6691,2	14,2	13,4	216,56	-522,6	-387,6	650,9	623,3	23,59	
7200,0	7200,0	6795,3	6791,1	14,4	13,6	216,74	-519,1	-387,6	648,1	620,1	23,15	
7300,0	7300,0	6895,2	6891,0	14,6	13,8	216,93	-515,6	-387,6	645,3	616,9	22,73	
7400,0	7400,0	6995,1	6990,9	14,8	14,0	217,12	-512,1	-387,6	642,5	613,7	22,32	
7500,0	7500,0	7095,1	7090,8	15,0	14,2	217,31	-508,7	-387,6	639,7	610,5	21,92	
7600,0	7600,0	7195,0	7190,6	15,2	14,4	217,50	-505,2	-387,6	637,0	607,4	21,53	
7700,0	7700,0	7295,0	7290,5	15,4	14,6	217,69	-501,7	-387,6	634,2	604,2	21,15	
7800,0	7800,0	7394,9	7390,4	15,6	14,8	217,88	-498,2	-387,6	631,4	601,0	20,78	
7900,0	7900,0	7494,8	7490,3	15,8	15,0	218,08	-494,7	-387,6	628,7	597,9	20,42	
8000,0	8000,0	7594,8	7590,2	16,0	15,2	218,27	-491,2	-387,6	625,9	594,7	20,07	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 11:01:46	Page: 3
Field: SINCO			
Reference Site: Site SIN-2X2	Co-ordinate(NE) Reference: Site: Site SIN-2X2, Grid North		
Reference Well: Sin-2X2	Vertical (TVD) Reference: SITE 427,0		
Reference Wellpath: Sin-2X2	Db: Sybase		

Site: SIN-14
Well: Sin-14
Wellpath: Sin-14 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
8100,0	8100,0	7694,7	7690,0	16,2	15,4	218,47	-487,7	-387,6	623,2	591,6	19,73	
8200,0	8200,0	7794,7	7789,9	16,4	15,6	218,67	-484,2	-387,6	620,5	588,5	19,40	
8300,0	8300,0	7894,6	7889,8	16,6	15,8	218,87	-480,7	-387,6	617,7	585,4	19,07	
8400,0	8400,0	7994,5	7989,7	16,8	16,0	219,08	-477,3	-387,6	615,0	582,2	18,76	
8500,0	8500,0	8094,5	8089,5	17,0	16,2	219,28	-473,8	-387,6	612,3	579,1	18,45	
8600,0	8600,0	8194,4	8189,4	17,2	16,4	219,49	-470,3	-387,6	609,6	576,0	18,15	
8700,0	8700,0	8294,4	8289,3	17,4	16,6	219,70	-466,8	-387,6	606,9	572,9	17,86	
8800,0	8800,0	8394,3	8389,2	17,6	16,8	219,91	-463,3	-387,6	604,3	569,9	17,57	
8878,0	8878,0	8472,2	8467,1	17,8	16,9	220,08	-460,6	-387,6	602,2	567,5	17,35	

Site: SIN-59
Well: Sin-59
Wellpath: Sin-59 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	80,04	139,7	796,1	914,1			No Data
100,0	100,0	0,0	0,0	0,2	0,0	80,04	139,7	796,1	871,9	871,7	4359,54	
200,0	200,0	0,0	0,0	0,4	0,0	80,04	139,7	796,1	839,5	839,1	2098,84	
300,0	300,0	0,0	0,0	0,6	0,0	80,04	139,7	796,1	818,2	817,6	1363,64	
400,0	400,0	0,0	0,0	0,8	0,0	80,04	139,7	796,1	808,7	807,9	1010,90	
500,0	500,0	68,1	68,0	1,0	0,1	79,88	142,1	796,1	808,7	807,6	711,78	
600,0	600,0	168,0	167,9	1,2	0,3	79,64	145,6	796,1	809,3	807,8	526,89	
700,0	700,0	268,0	267,8	1,4	0,5	79,39	149,1	796,1	810,0	808,0	418,38	
800,0	800,0	367,9	367,7	1,6	0,7	79,15	152,6	796,1	810,6	808,3	347,03	
900,0	900,0	467,8	467,6	1,8	0,9	78,91	156,1	796,1	811,3	808,5	296,55	
1000,0	1000,0	567,8	567,4	2,0	1,1	78,67	159,5	796,1	811,9	808,8	258,95	
1100,0	1100,0	667,7	667,3	2,2	1,3	78,43	163,0	796,1	812,6	809,1	229,86	
1200,0	1200,0	767,7	767,2	2,4	1,5	78,19	166,5	796,1	813,3	809,4	206,68	
1300,0	1300,0	867,6	867,1	2,6	1,7	77,95	170,0	796,1	814,1	809,7	187,78	
1400,0	1400,0	967,5	966,9	2,8	1,9	77,71	173,5	796,1	814,8	810,1	172,08	
1500,0	1500,0	1067,5	1066,8	3,0	2,1	77,47	177,0	796,1	815,6	810,4	158,82	
1600,0	1600,0	1167,4	1166,7	3,2	2,3	77,23	180,5	796,1	816,3	810,8	147,49	
1700,0	1700,0	1267,3	1266,6	3,4	2,5	76,99	184,0	796,1	817,1	811,2	137,68	
1800,0	1800,0	1367,3	1366,5	3,6	2,7	76,75	187,4	796,1	817,9	811,6	129,12	
1900,0	1900,0	1467,2	1466,3	3,8	2,9	76,51	190,9	796,1	818,7	812,0	121,57	
2000,0	2000,0	1567,2	1566,2	4,0	3,1	76,28	194,4	796,1	819,5	812,4	114,87	
2100,0	2100,0	1667,1	1666,1	4,2	3,3	76,04	197,9	796,1	820,4	812,8	108,88	
2200,0	2200,0	1767,0	1766,0	4,4	3,5	75,80	201,4	796,1	821,2	813,3	103,50	
2300,0	2300,0	1867,0	1865,8	4,6	3,7	75,57	204,9	796,1	822,1	813,7	98,64	
2400,0	2400,0	1966,9	1965,7	4,8	3,9	75,33	208,4	796,1	822,9	814,2	94,23	
2500,0	2500,0	2066,9	2065,6	5,0	4,1	75,10	211,9	796,1	823,8	814,7	90,20	
2600,0	2600,0	2166,8	2165,5	5,2	4,3	74,86	215,4	796,1	824,7	815,2	86,51	
2700,0	2700,0	2266,7	2265,4	5,4	4,5	74,63	218,8	796,1	825,7	815,7	83,12	
2800,0	2800,0	2366,7	2365,2	5,6	4,7	74,40	222,3	796,1	826,6	816,3	79,99	
2900,0	2900,0	2466,6	2465,1	5,8	4,9	74,16	225,8	796,1	827,5	816,8	77,10	
3000,0	3000,0	2566,6	2565,0	6,0	5,1	73,93	229,3	796,1	828,5	817,4	74,42	
3100,0	3100,0	2666,5	2664,9	6,2	5,3	73,70	232,8	796,1	829,5	817,9	71,92	
3200,0	3200,0	2766,4	2764,7	6,4	5,5	73,47	236,3	796,1	830,5	818,5	69,59	
3300,0	3300,0	2866,4	2864,6	6,6	5,7	73,24	239,8	796,1	831,5	819,1	67,42	
3400,0	3400,0	2966,3	2964,5	6,8	5,9	73,01	243,3	796,1	832,5	819,7	65,38	
3500,0	3500,0	3066,3	3064,4	7,0	6,1	72,78	246,7	796,1	833,5	820,4	63,47	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 11:01:46	Page: 4
Field: SINCO			
Reference Site: Site SIN-2X2	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: Site SIN-2X2, Grid North	
Reference Well: Sin-2X2	Vertical (TVD) Reference:	SITE 427,0	
Reference Wellpath: Sin-2X2	Db: Sybase		

Site: SIN-59
Well: Sin-59
Wellpath: Sin-59 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
3600,0	3600,0	3166,2	3164,3	7,2	6,3	72,55	250,2	796,1	834,5	821,0	61,67	
3700,0	3700,0	3266,1	3264,1	7,4	6,5	72,32	253,7	796,1	835,6	821,7	59,98	
3800,0	3800,0	3366,1	3364,0	7,6	6,7	72,10	257,2	796,1	836,7	822,3	58,38	
3900,0	3900,0	3466,0	3463,9	7,8	6,9	71,87	260,7	796,1	837,7	823,0	56,87	
4000,0	4000,0	3565,9	3563,8	8,0	7,1	71,64	264,2	796,1	838,8	823,7	55,43	
4100,0	4100,0	3665,9	3663,7	8,2	7,3	71,42	267,7	796,1	839,9	824,4	54,08	
4200,0	4200,0	3765,8	3763,5	8,4	7,5	71,19	271,2	796,1	841,1	825,1	52,79	
4300,0	4300,0	3865,8	3863,4	8,6	7,7	70,97	274,6	796,1	842,2	825,9	51,57	
4400,0	4400,0	3965,7	3963,3	8,8	7,9	70,74	278,1	796,1	843,3	826,6	50,40	
4500,0	4500,0	4065,6	4063,2	9,0	8,1	70,52	281,6	796,1	844,5	827,4	49,30	
4600,0	4600,0	4165,6	4163,0	9,2	8,3	70,30	285,1	796,1	845,7	828,1	48,24	
4700,0	4700,0	4265,5	4262,9	9,4	8,5	70,07	288,6	796,1	846,9	828,9	47,23	
4800,0	4800,0	4365,5	4362,8	9,6	8,7	69,85	292,1	796,1	848,0	829,7	46,26	
4900,0	4900,0	4465,4	4462,7	9,8	8,9	69,63	295,6	796,1	849,3	830,5	45,34	
5000,0	5000,0	4565,3	4562,6	10,0	9,1	69,41	299,1	796,1	850,5	831,3	44,46	
5100,0	5100,0	4665,3	4662,4	10,2	9,3	69,19	302,5	796,1	851,7	832,2	43,61	
5200,0	5200,0	4765,2	4762,3	10,4	9,5	68,97	306,0	796,1	853,0	833,0	42,80	
5300,0	5300,0	4865,2	4862,2	10,6	9,7	68,75	309,5	796,1	854,2	833,9	42,02	
5400,0	5400,0	4965,1	4962,1	10,8	9,9	68,54	313,0	796,1	855,5	834,8	41,27	
5500,0	5500,0	5065,0	5061,9	11,0	10,1	68,32	316,5	796,1	856,8	835,6	40,55	
5600,0	5600,0	5165,0	5161,8	11,2	10,3	68,10	320,0	796,1	858,1	836,5	39,85	
5700,0	5700,0	5264,9	5261,7	11,4	10,5	67,89	323,5	796,1	859,4	837,4	39,19	
5800,0	5800,0	5364,9	5361,6	11,6	10,7	67,67	327,0	796,1	860,7	838,4	38,55	
5900,0	5900,0	5464,8	5461,5	11,8	10,9	67,46	330,4	796,1	862,0	839,3	37,93	
6000,0	6000,0	5564,7	5561,3	12,0	11,1	67,24	333,9	796,1	863,4	840,2	37,33	
6100,0	6100,0	5664,7	5661,2	12,2	11,3	67,03	337,4	796,1	864,7	841,2	36,75	
6200,0	6200,0	5764,6	5761,1	12,4	11,5	66,82	340,9	796,1	866,1	842,2	36,19	
6300,0	6300,0	5864,5	5861,0	12,6	11,7	66,61	344,4	796,1	867,5	843,2	35,66	
6400,0	6400,0	5964,5	5960,9	12,8	11,9	66,39	347,9	796,1	868,9	844,1	35,14	
6500,0	6500,0	6064,4	6060,7	13,0	12,1	66,18	351,4	796,1	870,3	845,1	34,63	
6600,0	6600,0	6164,4	6160,6	13,2	12,3	65,97	354,9	796,1	871,7	846,2	34,15	
6700,0	6700,0	6264,3	6260,5	13,4	12,5	65,77	358,4	796,1	873,1	847,2	33,67	
6800,0	6800,0	6364,2	6360,4	13,6	12,7	65,56	361,8	796,1	874,6	848,2	33,22	
6900,0	6900,0	6464,2	6460,2	13,8	12,9	65,35	365,3	796,1	876,0	849,3	32,77	
7000,0	7000,0	6564,1	6560,1	14,0	13,1	65,14	368,8	796,1	877,5	850,3	32,35	
7100,0	7100,0	6664,1	6660,0	14,2	13,3	64,94	372,3	796,1	878,9	851,4	31,93	
7200,0	7200,0	6764,0	6759,9	14,4	13,5	64,73	375,8	796,1	880,4	852,5	31,53	
7300,0	7300,0	6863,9	6859,8	14,6	13,7	64,53	379,3	796,1	881,9	853,6	31,13	
7400,0	7400,0	6963,9	6959,6	14,8	13,9	64,32	382,8	796,1	883,4	854,7	30,75	
7500,0	7500,0	7063,8	7059,5	15,0	14,1	64,12	386,3	796,1	885,0	855,8	30,38	
7600,0	7600,0	7163,8	7159,4	15,2	14,3	63,92	389,7	796,1	886,5	857,0	30,02	
7700,0	7700,0	7263,7	7259,3	15,4	14,5	63,71	393,2	796,1	888,0	858,1	29,67	
7800,0	7800,0	7363,6	7359,1	15,6	14,7	63,51	396,7	796,1	889,6	859,2	29,33	
7900,0	7900,0	7463,6	7459,0	15,8	14,9	63,31	400,2	796,1	891,1	860,4	29,00	
8000,0	8000,0	7563,5	7558,9	16,0	15,1	63,11	403,7	796,1	892,7	861,6	28,68	
8100,0	8100,0	7663,4	7658,8	16,2	15,3	62,91	407,2	796,1	894,3	862,8	28,37	
8200,0	8200,0	7763,4	7758,7	16,4	15,5	62,71	410,7	796,1	895,9	864,0	28,06	
8300,0	8300,0	7863,3	7858,5	16,6	15,7	62,51	414,2	796,1	897,5	865,2	27,76	
8400,0	8400,0	7963,3	7958,4	16,8	15,9	62,32	417,6	796,1	899,1	866,4	27,47	
8500,0	8500,0	8063,2	8058,3	17,0	16,1	62,12	421,1	796,1	900,7	867,6	27,19	
8600,0	8600,0	8163,1	8158,2	17,2	16,3	61,93	424,6	796,1	902,4	868,9	26,92	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 11:01:46	Page: 5
Field: SINCO			
Reference Site: Site SIN-2X2	Co-ordinate(NE) Reference: Site: Site SIN-2X2, Grid North		
Reference Well: Sin-2X2	Vertical (TVD) Reference: SITE 427,0		
Reference Wellpath: Sin-2X2	Db: Sybase		

Site: SIN-59
Well: Sin-59
Wellpath: Sin-59 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
8700,0	8700,0	8263,1	8258,1	17,4	16,5	61,73	428,1	796,1	904,0	870,1	26,65	
8800,0	8800,0	8363,0	8357,9	17,6	16,7	61,54	431,6	796,1	905,7	871,4	26,38	
8878,0	8878,0	8441,0	8435,8	17,8	16,9	61,38	434,3	796,1	907,0	872,4	26,18	

Site: SIN-88
Well: SIN-88
Wellpath: SIN-88 OH V2

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	304,19	4120,7	-6066,3	7333,5			No Data
100,0	100,0	137,9	137,9	0,2	0,0	304,19	4120,4	-6065,7	7333,0	7332,7	34299,77	
200,0	200,0	292,8	292,8	0,4	0,0	304,19	4119,7	-6064,8	7332,3	7331,9	17080,64	
300,0	300,0	382,8	382,8	0,6	0,0	304,19	4119,1	-6063,9	7331,1	7330,4	11485,78	
400,0	400,0	471,7	471,7	0,8	0,0	304,19	4118,5	-6063,1	7330,0	7329,1	8652,36	
500,0	500,0	568,9	568,9	1,0	0,1	304,19	4117,9	-6062,4	7329,0	7328,0	6934,56	
600,0	600,0	665,7	665,7	1,2	0,1	304,19	4117,3	-6061,8	7328,1	7326,9	5785,82	
700,0	700,0	748,6	748,6	1,4	0,1	304,18	4116,8	-6061,3	7327,3	7325,9	4968,17	
800,0	800,0	840,6	840,6	1,6	0,1	304,18	4116,4	-6061,0	7326,8	7325,1	4350,66	
900,0	900,0	959,6	959,6	1,8	0,1	304,18	4115,8	-6060,4	7326,1	7324,2	3864,08	
1000,0	1000,0	1060,0	1060,0	2,0	0,1	304,18	4115,3	-6059,7	7325,3	7323,2	3478,29	
1100,0	1100,0	1172,2	1172,2	2,2	0,1	304,18	4114,4	-6059,1	7324,4	7322,1	3160,87	
1200,0	1200,0	1257,2	1257,2	2,4	0,1	304,18	4113,8	-6058,6	7323,5	7321,0	2899,58	
1300,0	1300,0	1371,0	1370,9	2,6	0,1	304,18	4113,2	-6058,0	7322,7	7320,0	2675,36	
1400,0	1400,0	1465,6	1465,5	2,8	0,1	304,18	4112,8	-6057,1	7321,7	7318,8	2484,85	
1500,0	1500,0	1575,8	1575,8	3,0	0,2	304,18	4112,2	-6056,3	7320,8	7317,6	2318,49	
1600,0	1600,0	1686,6	1686,5	3,2	0,2	304,18	4111,6	-6055,1	7319,7	7316,3	2172,89	
1700,0	1700,0	1782,2	1782,1	3,4	0,2	304,18	4111,1	-6054,2	7318,5	7315,0	2045,32	
1800,0	1800,0	1882,6	1882,5	3,6	0,2	304,18	4110,5	-6053,3	7317,4	7313,6	1931,62	
1900,0	1900,0	1978,1	1978,0	3,8	0,2	304,18	4110,0	-6052,3	7316,3	7312,3	1830,10	
2000,0	2000,0	2076,5	2076,4	4,0	0,2	304,18	4109,5	-6051,4	7315,3	7311,1	1738,58	
2100,0	2100,0	2190,8	2190,7	4,2	0,2	304,18	4108,9	-6050,2	7314,1	7309,7	1655,14	
2200,0	2200,0	2287,6	2287,5	4,4	0,2	304,18	4108,5	-6049,1	7312,9	7308,3	1579,90	
2300,0	2300,0	2393,5	2393,4	4,6	0,2	304,19	4107,9	-6047,9	7311,7	7306,8	1510,89	
2400,0	2400,0	2488,1	2488,0	4,8	0,2	304,19	4107,4	-6046,8	7310,4	7305,4	1447,96	
2500,0	2500,0	2571,9	2571,8	5,0	0,3	304,19	4107,0	-6046,0	7309,3	7304,1	1390,36	
2600,0	2600,0	2672,6	2672,5	5,2	0,3	304,19	4106,5	-6045,1	7308,3	7302,9	1336,75	
2700,0	2700,0	2775,0	2774,8	5,4	0,3	304,19	4106,0	-6044,2	7307,3	7301,6	1287,07	
2800,0	2800,0	2865,1	2864,9	5,6	0,3	304,19	4105,5	-6043,4	7306,3	7300,5	1241,21	
2900,0	2900,0	2948,5	2948,3	5,8	0,3	304,19	4105,1	-6043,0	7305,6	7299,5	1198,65	
3000,0	3000,0	3041,4	3041,2	6,0	0,3	304,19	4104,7	-6042,5	7305,0	7298,7	1158,76	
3100,0	3100,0	3145,0	3144,8	6,2	0,3	304,19	4104,4	-6042,0	7304,4	7297,9	1121,25	
3200,0	3200,0	3246,9	3246,7	6,4	0,3	304,19	4103,9	-6041,6	7303,8	7297,1	1086,12	
3300,0	3300,0	3359,2	3359,1	6,6	0,3	304,19	4103,3	-6041,0	7303,0	7296,1	1052,93	
3400,0	3400,0	3453,3	3453,2	6,8	0,3	304,18	4102,8	-6040,5	7302,2	7295,1	1021,96	
3500,0	3500,0	3548,2	3548,0	7,0	0,4	304,18	4102,3	-6039,9	7301,5	7294,2	992,76	
3600,0	3600,0	3637,4	3637,2	7,2	0,4	304,18	4102,1	-6039,5	7300,9	7293,4	965,26	
3700,0	3700,0	3734,0	3733,8	7,4	0,4	304,18	4101,8	-6039,1	7300,5	7292,7	939,16	
3800,0	3800,0	3844,9	3844,8	7,6	0,4	304,19	4101,5	-6038,6	7299,9	7292,0	914,27	
3900,0	3900,0	3946,5	3946,3	7,8	0,4	304,19	4101,2	-6038,0	7299,3	7291,1	890,74	
4000,0	4000,0	4041,8	4041,6	8,0	0,4	304,19	4101,1	-6037,4	7298,7	7290,3	868,46	
4100,0	4100,0	4139,8	4139,7	8,2	0,4	304,19	4100,9	-6036,9	7298,1	7289,5	847,24	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 11:01:46	Page: 6
Field: SINCO			
Reference Site: Site SIN-2X2	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: Site SIN-2X2, Grid North	
Reference Well: Sin-2X2	Vertical (TVD) Reference:	SITE 427,0	
Reference Wellpath: Sin-2X2	Db: Sybase		

Site: SIN-88
Well: SIN-88
Wellpath: SIN-88 OH V2

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
4200,0	4200,0	4234,3	4234,1	8,4	0,4	304,19	4100,7	-6036,4	7297,6	7288,8	827,07	
4300,0	4300,0	4323,7	4323,5	8,6	0,4	304,19	4100,7	-6036,0	7297,2	7288,2	807,90	
4400,0	4400,0	4413,2	4413,1	8,8	0,4	304,19	4100,8	-6035,7	7297,0	7287,7	789,60	
4500,0	4500,0	10076,0	9257,6	9,0	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	7233,4	7209,4	301,03	
4600,0	4600,0	10076,0	9257,6	9,2	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	7168,0	7143,8	295,84	
4700,0	4700,0	10076,0	9257,6	9,4	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	7103,5	7079,0	290,76	
4800,0	4800,0	10076,0	9257,6	9,6	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	7039,7	7015,1	285,80	
4900,0	4900,0	10076,0	9257,6	9,8	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	6976,8	6952,0	280,96	
5000,0	5000,0	10076,0	9257,6	10,0	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	6914,8	6889,8	276,22	
5100,0	5100,0	10076,0	9257,6	10,2	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	6853,7	6828,5	271,60	
5200,0	5200,0	10076,0	9257,6	10,4	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	6793,5	6768,1	267,09	
5300,0	5300,0	10076,0	9257,6	10,6	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	6734,2	6708,6	262,68	
5400,0	5400,0	10076,0	9257,6	10,8	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	6676,0	6650,1	258,38	
5500,0	5500,0	10076,0	9257,6	11,0	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	6618,7	6592,6	254,18	
5600,0	5600,0	10076,0	9257,6	11,2	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	6562,4	6536,2	250,09	
5700,0	5700,0	10076,0	9257,6	11,4	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	6507,2	6480,8	246,10	
5800,0	5800,0	10076,0	9257,6	11,6	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	6453,1	6426,4	242,21	
5900,0	5900,0	10076,0	9257,6	11,8	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	6400,1	6373,2	238,41	
6000,0	6000,0	10076,0	9257,6	12,0	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	6348,2	6321,1	234,72	
6100,0	6100,0	10076,0	9257,6	12,2	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	6297,4	6270,2	231,12	
6200,0	6200,0	10076,0	9257,6	12,4	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	6247,9	6220,4	227,62	
6300,0	6300,0	10076,0	9257,6	12,6	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	6199,6	6171,9	224,21	
6400,0	6400,0	10076,0	9257,6	12,8	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	6152,5	6124,6	220,90	
6500,0	6500,0	10076,0	9257,6	13,0	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	6106,7	6078,6	217,67	
6600,0	6600,0	10076,0	9257,6	13,2	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	6062,2	6033,9	214,54	
6700,0	6700,0	10076,0	9257,6	13,4	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	6019,0	5990,6	211,50	
6800,0	6800,0	10076,0	9257,6	13,6	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5977,2	5948,5	208,55	
6900,0	6900,0	10076,0	9257,6	13,8	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5936,8	5907,9	205,69	
7000,0	7000,0	10076,0	9257,6	14,0	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5897,8	5868,7	202,92	
7100,0	7100,0	10076,0	9257,6	14,2	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5860,2	5831,0	200,23	
7200,0	7200,0	10076,0	9257,6	14,4	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5824,2	5794,7	197,63	
7300,0	7300,0	10076,0	9257,6	14,6	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5789,6	5759,9	195,12	
7400,0	7400,0	10076,0	9257,6	14,8	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5756,5	5726,7	192,69	
7500,0	7500,0	10076,0	9257,6	15,0	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5725,1	5695,0	190,34	
7600,0	7600,0	10076,0	9257,6	15,2	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5695,2	5664,9	188,08	
7700,0	7700,0	10076,0	9257,6	15,4	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5666,9	5636,4	185,90	
7800,0	7800,0	10076,0	9257,6	15,6	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5640,2	5609,5	183,79	
7900,0	7900,0	10076,0	9257,6	15,8	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5615,2	5584,3	181,77	
8000,0	8000,0	10076,0	9257,6	16,0	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5591,8	5560,7	179,83	
8100,0	8100,0	10076,0	9257,6	16,2	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5570,2	5538,9	177,97	
8200,0	8200,0	10076,0	9257,6	16,4	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5550,3	5518,8	176,18	
8300,0	8300,0	10076,0	9257,6	16,6	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5532,1	5500,4	174,47	
8400,0	8400,0	10076,0	9257,6	16,8	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5515,7	5483,8	172,84	
8500,0	8500,0	10076,0	9257,6	17,0	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5501,0	5468,9	171,28	
8600,0	8600,0	10076,0	9257,6	17,2	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5488,1	5455,8	169,79	
8700,0	8700,0	10076,0	9257,6	17,4	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5477,0	5444,5	168,38	
8800,0	8800,0	10076,0	9257,6	17,6	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5467,8	5435,0	167,03	
8878,0	8878,0	10076,0	9257,6	17,8	27,9	304,24	3066,0	-4504,1	5461,8	5428,9	166,03	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 11:01:46	Page: 7
Field: SINCO			
Reference Site: Site SIN-2X2	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: Site SIN-2X2, Grid North	
Reference Well: Sin-2X2	Vertical (TVD) Reference:	SITE 427,0	
Reference Wellpath: Sin-2X2	Db: Sybase		

Site: SIN-88
Well: SIN-88
Wellpath: SIN-88 ST1 V2

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	304,19	4120,7	-6066,3	7333,5			No Data
100,0	100,0	137,9	137,9	0,2	0,0	304,19	4120,4	-6065,7	7333,0	7332,7	34299,77	
200,0	200,0	292,8	292,8	0,4	0,0	304,19	4119,7	-6064,8	7332,3	7331,9	17080,64	
300,0	300,0	382,8	382,8	0,6	0,0	304,19	4119,1	-6063,9	7331,1	7330,4	11485,78	
400,0	400,0	471,7	471,7	0,8	0,0	304,19	4118,5	-6063,1	7330,0	7329,1	8652,36	
500,0	500,0	568,9	568,9	1,0	0,1	304,19	4117,9	-6062,4	7329,0	7328,0	6934,56	
600,0	600,0	665,7	665,7	1,2	0,1	304,19	4117,3	-6061,8	7328,1	7326,9	5785,82	
700,0	700,0	748,6	748,6	1,4	0,1	304,18	4116,8	-6061,3	7327,3	7325,9	4968,17	
800,0	800,0	840,6	840,6	1,6	0,1	304,18	4116,4	-6061,0	7326,8	7325,1	4350,66	
900,0	900,0	959,6	959,6	1,8	0,1	304,18	4115,8	-6060,4	7326,1	7324,2	3864,08	
1000,0	1000,0	1060,0	1060,0	2,0	0,1	304,18	4115,3	-6059,7	7325,3	7323,2	3478,29	
1100,0	1100,0	1172,2	1172,2	2,2	0,1	304,18	4114,4	-6059,1	7324,4	7322,1	3160,87	
1200,0	1200,0	1257,2	1257,2	2,4	0,1	304,18	4113,8	-6058,6	7323,5	7321,0	2899,58	
1300,0	1300,0	1371,0	1370,9	2,6	0,1	304,18	4113,2	-6058,0	7322,7	7320,0	2675,36	
1400,0	1400,0	1465,6	1465,5	2,8	0,1	304,18	4112,8	-6057,1	7321,7	7318,8	2484,85	
1500,0	1500,0	1575,8	1575,8	3,0	0,2	304,18	4112,2	-6056,3	7320,8	7317,6	2318,49	
1600,0	1600,0	1686,6	1686,5	3,2	0,2	304,18	4111,6	-6055,1	7319,7	7316,3	2172,89	
1700,0	1700,0	1782,2	1782,1	3,4	0,2	304,18	4111,1	-6054,2	7318,5	7315,0	2045,32	
1800,0	1800,0	1882,6	1882,5	3,6	0,2	304,18	4110,5	-6053,3	7317,4	7313,6	1931,62	
1900,0	1900,0	1978,1	1978,0	3,8	0,2	304,18	4110,0	-6052,3	7316,3	7312,3	1830,10	
2000,0	2000,0	2076,5	2076,4	4,0	0,2	304,18	4109,5	-6051,4	7315,3	7311,1	1738,58	
2100,0	2100,0	2190,8	2190,7	4,2	0,2	304,18	4108,9	-6050,2	7314,1	7309,7	1655,14	
2200,0	2200,0	2287,6	2287,5	4,4	0,2	304,18	4108,5	-6049,1	7312,9	7308,3	1579,90	
2300,0	2300,0	2393,5	2393,4	4,6	0,2	304,19	4107,9	-6047,9	7311,7	7306,8	1510,89	
2400,0	2400,0	2488,1	2488,0	4,8	0,2	304,19	4107,4	-6046,8	7310,4	7305,4	1447,96	
2500,0	2500,0	2571,9	2571,8	5,0	0,3	304,19	4107,0	-6046,0	7309,3	7304,1	1390,36	
2600,0	2600,0	2672,6	2672,5	5,2	0,3	304,19	4106,5	-6045,1	7308,3	7302,9	1336,75	
2700,0	2700,0	2775,0	2774,8	5,4	0,3	304,19	4106,0	-6044,2	7307,3	7301,6	1287,07	
2800,0	2800,0	2865,1	2864,9	5,6	0,3	304,19	4105,5	-6043,4	7306,3	7300,5	1241,21	
2900,0	2900,0	2948,5	2948,3	5,8	0,3	304,19	4105,1	-6043,0	7305,6	7299,5	1198,65	
3000,0	3000,0	3041,4	3041,2	6,0	0,3	304,19	4104,7	-6042,5	7305,0	7298,7	1158,76	
3100,0	3100,0	3145,0	3144,8	6,2	0,3	304,19	4104,4	-6042,0	7304,4	7297,9	1121,25	
3200,0	3200,0	3246,9	3246,7	6,4	0,3	304,19	4103,9	-6041,6	7303,8	7297,1	1086,12	
3300,0	3300,0	3359,2	3359,1	6,6	0,3	304,19	4103,3	-6041,0	7303,0	7296,1	1052,93	
3400,0	3400,0	11000,0	9169,2	6,8	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	7299,3	7243,0	129,51	
3500,0	3500,0	11000,0	9169,2	7,0	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	7220,6	7164,0	127,66	
3600,0	3600,0	11000,0	9169,2	7,2	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	7142,3	7085,6	125,83	
3700,0	3700,0	11000,0	9169,2	7,4	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	7064,6	7007,7	124,02	
3800,0	3800,0	11000,0	9169,2	7,6	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	6987,5	6930,3	122,24	
3900,0	3900,0	11000,0	9169,2	7,8	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	6910,9	6853,6	120,48	
4000,0	4000,0	11000,0	9169,2	8,0	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	6835,0	6777,4	118,74	
4100,0	4100,0	11000,0	9169,2	8,2	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	6759,7	6701,9	117,03	
4200,0	4200,0	11000,0	9169,2	8,4	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	6685,0	6627,1	115,34	
4300,0	4300,0	11000,0	9169,2	8,6	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	6611,0	6552,9	113,67	
4400,0	4400,0	11000,0	9169,2	8,8	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	6537,7	6479,4	112,02	
4500,0	4500,0	11000,0	9169,2	9,0	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	6465,1	6406,6	110,40	
4600,0	4600,0	11000,0	9169,2	9,2	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	6393,3	6334,5	108,80	
4700,0	4700,0	11000,0	9169,2	9,4	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	6322,2	6263,2	107,23	
4800,0	4800,0	11000,0	9169,2	9,6	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	6251,9	6192,8	105,67	
4900,0	4900,0	11000,0	9169,2	9,8	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	6182,4	6123,1	104,15	
5000,0	5000,0	11000,0	9169,2	10,0	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	6113,8	6054,3	102,65	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 11:01:46	Page: 8
Field: SINCO			
Reference Site: Site SIN-2X2	Co-ordinate(NE) Reference: Site: Site SIN-2X2, Grid North		
Reference Well: Sin-2X2	Vertical (TVD) Reference: SITE 427,0		
Reference Wellpath: Sin-2X2	Db: Sybase		

Site: SIN-88
Well: SIN-88
Wellpath: SIN-88 ST1 V2

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
5100,0	5100,0	11000,0	9169,2	10,2	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	6046,1	5986,3	101,17	
5200,0	5200,0	11000,0	9169,2	10,4	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	5979,2	5919,3	99,72	
5300,0	5300,0	11000,0	9169,2	10,6	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	5913,3	5853,1	98,29	
5400,0	5400,0	11000,0	9169,2	10,8	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	5848,4	5788,0	96,89	
5500,0	5500,0	11000,0	9169,2	11,0	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	5784,4	5723,9	95,51	
5600,0	5600,0	11000,0	9169,2	11,2	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	5721,5	5660,7	94,16	
5700,0	5700,0	11000,0	9169,2	11,4	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	5659,7	5598,7	92,84	
5800,0	5800,0	11000,0	9169,2	11,6	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	5598,9	5537,8	91,54	
5900,0	5900,0	11000,0	9169,2	11,8	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	5539,3	5478,0	90,27	
6000,0	6000,0	11000,0	9169,2	12,0	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	5480,9	5419,3	89,03	
6100,0	6100,0	11000,0	9169,2	12,2	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	5423,7	5361,9	87,82	
6200,0	6200,0	11000,0	9169,2	12,4	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	5367,7	5305,8	86,63	
6300,0	6300,0	11000,0	9169,2	12,6	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	5313,1	5250,9	85,47	
6400,0	6400,0	11000,0	9169,2	12,8	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	5259,7	5197,4	84,34	
6500,0	6500,0	11000,0	9169,2	13,0	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	5207,8	5145,2	83,24	
6600,0	6600,0	11000,0	9169,2	13,2	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	5157,2	5094,5	82,17	
6700,0	6700,0	11000,0	9169,2	13,4	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	5108,2	5045,2	81,13	
6800,0	6800,0	11000,0	9169,2	13,6	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	5060,6	4997,4	80,12	
6900,0	6900,0	11000,0	9169,2	13,8	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	5014,5	4951,2	79,14	
7000,0	7000,0	11000,0	9169,2	14,0	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	4970,1	4906,5	78,19	
7100,0	7100,0	11000,0	9169,2	14,2	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	4927,3	4863,5	77,27	
7200,0	7200,0	11000,0	9169,2	14,4	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	4886,1	4822,1	76,39	
7300,0	7300,0	11000,0	9169,2	14,6	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	4846,7	4782,5	75,53	
7400,0	7400,0	11000,0	9169,2	14,8	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	4809,0	4744,6	74,71	
7500,0	7500,0	11000,0	9169,2	15,0	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	4773,1	4708,5	73,93	
7600,0	7600,0	11000,0	9169,2	15,2	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	4739,1	4674,3	73,17	
7700,0	7700,0	11000,0	9169,2	15,4	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	4706,9	4641,9	72,45	
7800,0	7800,0	11000,0	9169,2	15,6	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	4676,6	4611,5	71,76	
7900,0	7900,0	11000,0	9169,2	15,8	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	4648,3	4583,0	71,11	
8000,0	8000,0	11000,0	9169,2	16,0	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	4622,0	4556,5	70,49	
8100,0	8100,0	11000,0	9169,2	16,2	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	4597,8	4532,0	69,91	
8200,0	8200,0	11000,0	9169,2	16,4	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	4575,5	4509,6	69,36	
8300,0	8300,0	11000,0	9169,2	16,6	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	4555,4	4489,2	68,84	
8400,0	8400,0	11000,0	9169,2	16,8	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	4537,4	4471,0	68,36	
8500,0	8500,0	11000,0	9169,2	17,0	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	4521,5	4454,9	67,92	
8600,0	8600,0	11000,0	9169,2	17,2	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	4507,8	4441,0	67,51	
8700,0	8700,0	11000,0	9169,2	17,4	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	4496,3	4429,3	67,14	
8800,0	8800,0	11000,0	9169,2	17,6	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	4486,9	4419,7	66,80	
8878,0	8878,0	11000,0	9169,2	17,8	49,6	301,32	2324,7	-3820,0	4481,2	4413,8	66,55	

Site: Site 27
Well: SIN-27
Wellpath: 27 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	144,44	-6828,0	4881,6	8404,4			No Data
100,0	100,0	0,0	0,0	0,2	0,0	144,44	-6828,0	4881,6	8399,9	8399,7	41999,62	
200,0	200,0	0,0	0,0	0,4	0,0	144,44	-6828,0	4881,6	8396,6	8396,2	20991,57	
300,0	300,0	0,0	0,0	0,6	0,0	144,44	-6828,0	4881,6	8394,5	8393,9	13990,86	
400,0	400,0	27,7	-27,7	0,8	0,1	144,44	-6828,0	4881,6	8393,6	8392,7	9812,16	
500,0	500,0	74,9	74,9	1,0	0,1	144,44	-6828,0	4881,6	8393,5	8392,4	7299,70	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 11:01:46	Page: 9
Field: SINCO			
Reference Site: Site SIN-2X2	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: Site SIN-2X2, Grid North	
Reference Well: Sin-2X2	Vertical (TVD) Reference:	SITE 427,0	
Reference Wellpath: Sin-2X2	Db: Sybase		

Site: Site 27
Well: SIN-27
Wellpath: 27 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
600,0	600,0	177,6	177,6	1,2	0,4	144,44	-6828,0	4881,6	8393,5	8392,0	5397,33	
700,0	700,0	280,2	280,2	1,4	0,6	144,44	-6827,9	4881,6	8393,4	8391,5	4281,51	
800,0	800,0	382,8	382,8	1,6	0,8	144,44	-6827,7	4881,6	8393,3	8391,0	3547,98	
900,0	900,0	485,5	485,5	1,8	1,0	144,44	-6827,6	4881,6	8393,2	8390,4	3029,01	
1000,0	1000,0	588,1	588,1	2,0	1,2	144,44	-6827,4	4881,6	8393,0	8389,9	2642,47	
1100,0	1100,0	690,7	690,7	2,2	1,4	144,43	-6827,1	4881,6	8392,8	8389,3	2343,40	
1200,0	1200,0	793,4	793,4	2,4	1,6	144,43	-6826,8	4881,6	8392,6	8388,6	2105,13	
1300,0	1300,0	896,0	896,0	2,6	1,8	144,43	-6826,5	4881,6	8392,4	8388,0	1910,82	
1400,0	1400,0	998,6	998,6	2,8	2,0	144,43	-6826,1	4881,6	8392,1	8387,3	1749,33	
1500,0	1500,0	1101,3	1101,3	3,0	2,2	144,43	-6825,7	4881,6	8391,7	8386,5	1613,00	
1600,0	1600,0	1203,9	1203,9	3,2	2,4	144,43	-6825,3	4881,6	8391,4	8385,8	1496,37	
1700,0	1700,0	1306,6	1306,5	3,4	2,6	144,42	-6824,8	4881,6	8391,0	8385,0	1395,46	
1800,0	1800,0	1409,2	1409,2	3,6	2,8	144,42	-6824,3	4881,6	8390,6	8384,2	1307,28	
1900,0	1900,0	1511,8	1511,8	3,8	3,0	144,42	-6823,7	4881,6	8390,1	8383,3	1229,57	
2000,0	2000,0	1614,4	1614,4	4,0	3,2	144,42	-6823,1	4881,6	8389,7	8382,4	1160,57	
2100,0	2100,0	1717,1	1717,1	4,2	3,4	144,42	-6822,5	4881,6	8389,2	8381,5	1098,90	
2200,0	2200,0	1819,7	1819,7	4,4	3,6	144,41	-6821,8	4881,6	8388,6	8380,6	1043,44	
2300,0	2300,0	1922,3	1922,3	4,6	3,8	144,41	-6821,1	4881,6	8388,0	8379,6	993,29	
2400,0	2400,0	2025,0	2025,0	4,8	4,0	144,41	-6820,3	4881,6	8387,4	8378,6	947,74	
2500,0	2500,0	2127,6	2127,6	5,0	4,3	144,40	-6819,5	4881,6	8386,8	8377,6	906,17	
2600,0	2600,0	2230,2	2230,2	5,2	4,5	144,40	-6818,7	4881,6	8386,1	8376,5	868,09	
2700,0	2700,0	2332,9	2332,8	5,4	4,7	144,40	-6817,8	4881,6	8385,4	8375,4	833,07	
2800,0	2800,0	2435,5	2435,5	5,6	4,9	144,39	-6816,9	4881,6	8384,7	8374,2	800,76	
2900,0	2900,0	2538,1	2538,1	5,8	5,1	144,39	-6815,9	4881,6	8384,0	8373,1	770,85	
3000,0	3000,0	2640,7	2640,7	6,0	5,3	144,39	-6814,9	4881,6	8383,2	8371,9	743,09	
3100,0	3100,0	2743,4	2743,3	6,2	5,5	144,38	-6813,9	4881,6	8382,3	8370,7	717,25	
3200,0	3200,0	2846,0	2845,9	6,4	5,7	144,38	-6812,8	4881,6	8381,5	8369,4	693,14	
3300,0	3300,0	2948,6	2948,6	6,6	5,9	144,37	-6811,7	4881,6	8380,6	8368,1	670,60	
3400,0	3400,0	3051,2	3051,2	6,8	6,1	144,37	-6810,5	4881,6	8379,7	8366,8	649,46	
3500,0	3500,0	3153,9	3153,8	7,0	6,3	144,36	-6809,3	4881,6	8378,7	8365,4	629,61	
3600,0	3600,0	3256,5	3256,4	7,2	6,5	144,36	-6808,1	4881,6	8377,8	8364,0	610,94	
3700,0	3700,0	3359,1	3359,0	7,4	6,7	144,35	-6806,8	4881,6	8376,7	8362,6	593,33	
3800,0	3800,0	3461,7	3461,6	7,6	6,9	144,35	-6805,5	4881,6	8375,7	8361,2	576,70	
3900,0	3900,0	3564,3	3564,2	7,8	7,1	144,34	-6804,1	4881,6	8374,6	8359,7	560,98	
4000,0	4000,0	3667,0	3666,8	8,0	7,3	144,34	-6802,7	4881,6	8373,5	8358,2	546,08	
4100,0	4100,0	3769,6	3769,5	8,2	7,5	144,33	-6801,3	4881,6	8372,4	8356,6	531,95	
4200,0	4200,0	3872,2	3872,1	8,4	7,7	144,33	-6799,8	4881,6	8371,2	8355,1	518,52	
4300,0	4300,0	3974,8	3974,7	8,6	7,9	144,32	-6798,3	4881,6	8370,0	8353,5	505,75	
4400,0	4400,0	4077,4	4077,3	8,8	8,2	144,31	-6796,7	4881,6	8368,8	8351,8	493,59	
4500,0	4500,0	4180,0	4179,9	9,0	8,4	144,31	-6795,2	4881,6	8367,5	8350,2	482,00	
4600,0	4600,0	4282,6	4282,5	9,2	8,6	144,30	-6793,5	4881,6	8366,2	8348,5	470,93	
4700,0	4700,0	4385,3	4385,1	9,4	8,8	144,29	-6791,8	4881,6	8364,9	8346,7	460,36	
4800,0	4800,0	4487,9	4487,6	9,6	9,0	144,29	-6790,1	4881,6	8363,6	8345,0	450,24	
4900,0	4900,0	4590,5	4590,2	9,8	9,2	144,28	-6788,4	4881,6	8362,2	8343,2	440,56	
5000,0	5000,0	4693,1	4692,8	10,0	9,4	144,27	-6786,6	4881,6	8360,8	8341,4	431,27	
5100,0	5100,0	4795,7	4795,4	10,2	9,6	144,27	-6784,8	4881,6	8359,3	8339,5	422,37	
5200,0	5200,0	4898,3	4898,0	10,4	9,8	144,26	-6782,9	4881,6	8357,8	8337,6	413,82	
5300,0	5300,0	5000,9	5000,6	10,6	10,0	144,25	-6781,0	4881,6	8356,3	8335,7	405,61	
5400,0	5400,0	5103,5	5103,2	10,8	10,2	144,24	-6779,0	4881,6	8354,8	8333,8	397,71	
5500,0	5500,0	5206,1	5205,7	11,0	10,4	144,23	-6777,0	4881,6	8353,2	8331,8	390,11	
5600,0	5600,0	5308,7	5308,3	11,2	10,6	144,23	-6775,0	4881,6	8351,6	8329,8	382,80	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 11:01:46	Page: 10
Field: SINCO			
Reference Site: Site SIN-2X2	Co-ordinate(NE) Reference: Site: Site SIN-2X2, Grid North		
Reference Well: Sin-2X2	Vertical (TVD) Reference: SITE 427,0		
Reference Wellpath: Sin-2X2	Db: Sybase		

Site: Site 27
Well: SIN-27
Wellpath: 27 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
5700,0	5700,0	5411,3	5410,9	11,4	10,8	144,22	-6772,9	4881,6	8350,0	8327,7	375,74	
5800,0	5800,0	5513,9	5513,5	11,6	11,0	144,21	-6770,8	4881,6	8348,3	8325,7	368,94	
5900,0	5900,0	5616,5	5616,0	11,8	11,2	144,20	-6768,7	4881,6	8346,6	8323,6	362,38	
6000,0	6000,0	5719,0	5718,6	12,0	11,4	144,19	-6766,5	4881,6	8344,9	8321,4	356,04	
6100,0	6100,0	5821,6	5821,2	12,2	11,6	144,18	-6764,3	4881,6	8343,1	8319,3	349,91	
6200,0	6200,0	5924,2	5923,7	12,4	11,8	144,17	-6762,0	4881,6	8341,3	8317,1	343,99	
6300,0	6300,0	6026,8	6026,3	12,6	12,1	144,16	-6759,7	4881,6	8339,5	8314,8	338,27	
6400,0	6400,0	6129,4	6128,8	12,8	12,3	144,16	-6757,4	4881,6	8337,6	8312,6	332,72	
6500,0	6500,0	6232,0	6231,4	13,0	12,5	144,15	-6755,0	4881,6	8335,7	8310,3	327,36	
6600,0	6600,0	6334,5	6333,9	13,2	12,7	144,14	-6752,5	4881,6	8333,8	8308,0	322,15	
6700,0	6700,0	6437,1	6436,5	13,4	12,9	144,13	-6750,1	4881,6	8331,9	8305,6	317,11	
6800,0	6800,0	6539,7	6539,0	13,6	13,1	144,12	-6747,6	4881,6	8329,9	8303,2	312,22	
6900,0	6900,0	6642,3	6641,6	13,8	13,3	144,11	-6745,0	4881,6	8327,9	8300,8	307,48	
7000,0	7000,0	6744,8	6744,1	14,0	13,5	144,10	-6742,5	4881,6	8325,9	8298,4	302,87	
7100,0	7100,0	6847,4	6846,7	14,2	13,7	144,08	-6739,8	4881,6	8323,8	8295,9	298,40	
7200,0	7200,0	6950,0	6949,2	14,4	13,9	144,07	-6737,2	4881,6	8321,7	8293,4	294,05	
7300,0	7300,0	7052,5	7051,7	14,6	14,1	144,06	-6734,5	4881,6	8319,6	8290,8	289,83	
7400,0	7400,0	7155,1	7154,2	14,8	14,3	144,05	-6731,7	4881,6	8317,4	8288,3	285,72	
7500,0	7500,0	7257,7	7256,8	15,0	14,5	144,04	-6728,9	4881,6	8315,2	8285,7	281,72	
7600,0	7600,0	7360,2	7359,3	15,2	14,7	144,03	-6726,1	4881,6	8313,0	8283,0	277,84	
7700,0	7700,0	7462,8	7461,8	15,4	14,9	144,02	-6723,3	4881,6	8310,7	8280,4	274,05	
7800,0	7800,0	7565,3	7564,3	15,6	15,1	144,01	-6720,4	4881,6	8308,4	8277,7	270,36	
7900,0	7900,0	7667,9	7666,8	15,8	15,3	143,99	-6717,4	4881,6	8306,1	8275,0	266,77	
8000,0	8000,0	7770,4	7769,3	16,0	15,5	143,98	-6714,5	4881,6	8303,8	8272,2	263,27	
8100,0	8100,0	7873,0	7871,8	16,2	15,7	143,97	-6711,4	4881,6	8301,4	8269,4	259,86	
8200,0	8200,0	7975,5	7974,3	16,4	16,0	143,96	-6708,4	4881,6	8299,0	8266,6	256,53	
8300,0	8300,0	8078,1	8076,8	16,6	16,2	143,94	-6705,3	4881,6	8296,5	8263,8	253,28	
8400,0	8400,0	8180,6	8179,3	16,8	16,4	143,93	-6702,2	4881,6	8294,1	8260,9	250,11	
8500,0	8500,0	8283,2	8281,8	17,0	16,6	143,92	-6699,0	4881,6	8291,6	8258,0	247,02	
8600,0	8600,0	8385,7	8384,3	17,2	16,8	143,91	-6695,8	4881,6	8289,0	8255,0	244,00	
8700,0	8700,0	8488,2	8486,8	17,4	17,0	143,89	-6692,5	4881,6	8286,5	8252,1	241,05	
8800,0	8800,0	8590,7	8589,3	17,6	17,2	143,88	-6689,2	4881,6	8283,9	8249,1	238,17	
8878,0	8878,0	8670,7	8669,2	17,8	17,3	143,87	-6686,6	4881,6	8281,8	8246,7	235,97	

Site: Site 32
Well: SIN-32
Wellpath: 32 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor	
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft		
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	143,61	-5269,2	3883,0	6559,3			No Data
100,0	100,0	0,0	0,0	0,2	0,0	143,61	-5269,2	3883,0	6553,6	6553,4	32767,90	
200,0	200,0	0,0	0,0	0,4	0,0	143,61	-5269,2	3883,0	6549,4	6549,0	16373,38	
300,0	300,0	0,0	0,0	0,6	0,0	143,61	-5269,2	3883,0	6546,6	6546,0	10911,08	
400,0	400,0	27,5	-27,5	0,8	0,1	143,61	-5269,2	3883,0	6545,4	6544,6	7654,58	
500,0	500,0	74,5	74,5	1,0	0,1	143,61	-5269,2	3883,0	6545,4	6544,3	5696,77	
600,0	600,0	176,5	176,5	1,2	0,4	143,61	-5269,2	3883,0	6545,4	6543,8	4214,57	
700,0	700,0	278,5	278,5	1,4	0,6	143,61	-5269,1	3883,0	6545,3	6543,3	3344,39	
800,0	800,0	380,6	380,6	1,6	0,8	143,61	-5269,0	3883,0	6545,2	6542,8	2772,02	
900,0	900,0	482,6	482,6	1,8	1,0	143,61	-5268,8	3883,0	6545,1	6542,3	2366,92	
1000,0	1000,0	584,6	584,6	2,0	1,2	143,61	-5268,6	3883,0	6544,9	6541,7	2065,10	
1100,0	1100,0	686,7	686,7	2,2	1,4	143,61	-5268,3	3883,0	6544,7	6541,1	1831,53	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 11:01:46	Page: 11
Field: SINCO			
Reference Site: Site SIN-2X2	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: Site SIN-2X2, Grid North	
Reference Well: Sin-2X2	Vertical (TVD) Reference:	SITE 427,0	
Reference Wellpath: Sin-2X2	Db: Sybase		

Site: Site 32
Well: SIN-32
Wellpath: 32 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location			Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor		
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft			
1200,0	1200,0	788,7	788,7	2,4	1,6	143,61	-5268,0	3883,0	6544,5	6540,5	1645,41		
1300,0	1300,0	890,7	890,7	2,6	1,8	143,60	-5267,7	3883,0	6544,2	6539,9	1493,61		
1400,0	1400,0	992,8	992,8	2,8	2,0	143,60	-5267,4	3883,0	6543,9	6539,2	1367,44		
1500,0	1500,0	1094,8	1094,8	3,0	2,2	143,60	-5267,0	3883,0	6543,6	6538,4	1260,91		
1600,0	1600,0	1196,8	1196,8	3,2	2,4	143,60	-5266,5	3883,0	6543,3	6537,7	1169,76		
1700,0	1700,0	1298,9	1298,9	3,4	2,6	143,60	-5266,0	3883,0	6542,9	6536,9	1090,90		
1800,0	1800,0	1400,9	1400,9	3,6	2,8	143,59	-5265,5	3883,0	6542,5	6536,1	1021,98		
1900,0	1900,0	1502,9	1502,9	3,8	3,0	143,59	-5265,0	3883,0	6542,0	6535,2	961,24		
2000,0	2000,0	1605,0	1604,9	4,0	3,2	143,59	-5264,4	3883,0	6541,6	6534,4	907,30		
2100,0	2100,0	1707,0	1707,0	4,2	3,4	143,58	-5263,7	3883,0	6541,1	6533,5	859,09		
2200,0	2200,0	1809,0	1809,0	4,4	3,6	143,58	-5263,0	3883,0	6540,5	6532,5	815,73		
2300,0	2300,0	1911,0	1911,0	4,6	3,8	143,58	-5262,3	3883,0	6540,0	6531,5	776,53		
2400,0	2400,0	2013,1	2013,0	4,8	4,0	143,57	-5261,6	3883,0	6539,4	6530,5	740,91		
2500,0	2500,0	2115,1	2115,1	5,0	4,2	143,57	-5260,8	3883,0	6538,7	6529,5	708,41		
2600,0	2600,0	2217,1	2217,1	5,2	4,4	143,56	-5259,9	3883,0	6538,1	6528,5	678,63		
2700,0	2700,0	2319,1	2319,1	5,4	4,6	143,56	-5259,1	3883,0	6537,4	6527,4	651,25		
2800,0	2800,0	2421,2	2421,1	5,6	4,8	143,56	-5258,1	3883,0	6536,7	6526,2	625,98		
2900,0	2900,0	2523,2	2523,2	5,8	5,0	143,55	-5257,2	3883,0	6535,9	6525,1	602,59		
3000,0	3000,0	2625,2	2625,2	6,0	5,3	143,54	-5256,2	3883,0	6535,1	6523,9	580,88		
3100,0	3100,0	2727,2	2727,2	6,2	5,5	143,54	-5255,2	3883,0	6534,3	6522,7	560,67		
3200,0	3200,0	2829,3	2829,2	6,4	5,7	143,53	-5254,1	3883,0	6533,5	6521,4	541,81		
3300,0	3300,0	2931,3	2931,2	6,6	5,9	143,53	-5253,0	3883,0	6532,6	6520,1	524,18		
3400,0	3400,0	3033,3	3033,2	6,8	6,1	143,52	-5251,8	3883,0	6531,7	6518,8	507,65		
3500,0	3500,0	3135,3	3135,2	7,0	6,3	143,52	-5250,6	3883,0	6530,8	6517,5	492,12		
3600,0	3600,0	3237,3	3237,3	7,2	6,5	143,51	-5249,4	3883,0	6529,8	6516,1	477,51		
3700,0	3700,0	3339,4	3339,3	7,4	6,7	143,50	-5248,1	3883,0	6528,8	6514,7	463,74		
3800,0	3800,0	3441,4	3441,3	7,6	6,9	143,50	-5246,8	3883,0	6527,8	6513,3	450,73		
3900,0	3900,0	3543,4	3543,3	7,8	7,1	143,49	-5245,5	3883,0	6526,7	6511,8	438,42		
4000,0	4000,0	3645,4	3645,3	8,0	7,3	143,48	-5244,1	3883,0	6525,6	6510,3	426,77		
4100,0	4100,0	3747,4	3747,3	8,2	7,5	143,47	-5242,7	3883,0	6524,5	6508,8	415,71		
4200,0	4200,0	3849,4	3849,3	8,4	7,7	143,47	-5241,2	3883,0	6523,3	6507,2	405,20		
4300,0	4300,0	3951,4	3951,3	8,6	7,9	143,46	-5239,7	3883,0	6522,1	6505,6	395,21		
4400,0	4400,0	4053,4	4053,3	8,8	8,1	143,45	-5238,2	3883,0	6520,9	6504,0	385,70		
4500,0	4500,0	4155,5	4155,3	9,0	8,3	143,44	-5236,6	3883,0	6519,7	6502,4	376,62		
4600,0	4600,0	4257,5	4257,3	9,2	8,5	143,43	-5235,0	3883,0	6518,4	6500,7	367,96		
4700,0	4700,0	4359,5	4359,3	9,4	8,7	143,43	-5233,3	3883,0	6517,1	6499,0	359,68		
4800,0	4800,0	4461,5	4461,3	9,6	8,9	143,42	-5231,6	3883,0	6515,8	6497,2	351,77		
4900,0	4900,0	4563,5	4563,2	9,8	9,1	143,41	-5229,9	3883,0	6514,4	6495,5	344,19		
5000,0	5000,0	4665,5	4665,2	10,0	9,3	143,40	-5228,1	3883,0	6513,0	6493,7	336,92		
5100,0	5100,0	4767,5	4767,2	10,2	9,5	143,39	-5226,3	3883,0	6511,6	6491,8	329,95		
5200,0	5200,0	4869,5	4869,2	10,4	9,7	143,38	-5224,4	3883,0	6510,1	6490,0	323,26		
5300,0	5300,0	4971,5	4971,2	10,6	9,9	143,37	-5222,5	3883,0	6508,6	6488,1	316,83		
5400,0	5400,0	5073,5	5073,2	10,8	10,1	143,36	-5220,6	3883,0	6507,1	6486,1	310,65		
5500,0	5500,0	5175,5	5175,1	11,0	10,4	143,35	-5218,6	3883,0	6505,5	6484,2	304,70		
5600,0	5600,0	5277,5	5277,1	11,2	10,6	143,34	-5216,6	3883,0	6503,9	6482,2	298,96		
5700,0	5700,0	5379,4	5379,1	11,4	10,8	143,33	-5214,5	3883,0	6502,3	6480,2	293,44		
5800,0	5800,0	5481,4	5481,0	11,6	11,0	143,32	-5212,4	3883,0	6500,7	6478,1	288,11		
5900,0	5900,0	5583,4	5583,0	11,8	11,2	143,30	-5210,3	3883,0	6499,0	6476,0	282,97		
6000,0	6000,0	5685,4	5685,0	12,0	11,4	143,29	-5208,1	3883,0	6497,3	6473,9	278,01		
6100,0	6100,0	5787,4	5786,9	12,2	11,6	143,28	-5205,9	3883,0	6495,6	6471,8	273,21		
6200,0	6200,0	5889,4	5888,9	12,4	11,8	143,27	-5203,7	3883,0	6493,8	6469,6	268,57		

PDVSA Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 11:01:46	Page: 12
Field: SINCO			
Reference Site: Site SIN-2X2	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: Site SIN-2X2, Grid North	
Reference Well: Sin-2X2	Vertical (TVD) Reference:	SITE 427,0	
Reference Wellpath: Sin-2X2	Db: Sybase		

Site: Site 32
Well: SIN-32
Wellpath: 32 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location			Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor		
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft			
6300,0	6300,0	5991,4	5990,8	12,6	12,0	143,26	-5201,4	3883,0	6492,0	6467,4	264,09		
6400,0	6400,0	6093,3	6092,8	12,8	12,2	143,25	-5199,0	3883,0	6490,2	6465,2	259,74		
6500,0	6500,0	6195,3	6194,8	13,0	12,4	143,23	-5196,7	3883,0	6488,3	6462,9	255,54		
6600,0	6600,0	6297,3	6296,7	13,2	12,6	143,22	-5194,3	3883,0	6486,4	6460,6	251,46		
6700,0	6700,0	6399,3	6398,6	13,4	12,8	143,21	-5191,8	3883,0	6484,5	6458,3	247,51		
6800,0	6800,0	6501,2	6500,6	13,6	13,0	143,19	-5189,3	3883,0	6482,5	6455,9	243,68		
6900,0	6900,0	6603,2	6602,5	13,8	13,2	143,18	-5186,8	3883,0	6480,5	6453,5	239,96		
7000,0	7000,0	6705,2	6704,5	14,0	13,4	143,17	-5184,2	3883,0	6478,5	6451,1	236,35		
7100,0	7100,0	6807,1	6806,4	14,2	13,6	143,15	-5181,6	3883,0	6476,5	6448,7	232,85		
7200,0	7200,0	6909,1	6908,3	14,4	13,8	143,14	-5179,0	3883,0	6474,4	6446,2	229,44		
7300,0	7300,0	7011,1	7010,3	14,6	14,0	143,12	-5176,3	3883,0	6472,3	6443,7	226,13		
7400,0	7400,0	7113,0	7112,2	14,8	14,2	143,11	-5173,6	3883,0	6470,2	6441,1	222,91		
7500,0	7500,0	7215,0	7214,1	15,0	14,4	143,10	-5170,8	3883,0	6468,0	6438,6	219,78		
7600,0	7600,0	7316,9	7316,0	15,2	14,6	143,08	-5168,0	3883,0	6465,8	6436,0	216,73		
7700,0	7700,0	7418,9	7417,9	15,4	14,8	143,07	-5165,2	3883,0	6463,6	6433,3	213,76		
7800,0	7800,0	7520,9	7519,8	15,6	15,0	143,05	-5162,3	3883,0	6461,3	6430,7	210,87		
7900,0	7900,0	7622,8	7621,7	15,8	15,2	143,03	-5159,4	3883,0	6459,0	6428,0	208,05		
8000,0	8000,0	7724,7	7723,6	16,0	15,4	143,02	-5156,4	3883,0	6456,7	6425,3	205,30		
8100,0	8100,0	7826,7	7825,6	16,2	15,7	143,00	-5153,4	3883,0	6454,4	6422,5	202,63		
8200,0	8200,0	7928,6	7927,4	16,4	15,9	142,99	-5150,4	3883,0	6452,0	6419,7	200,02		
8300,0	8300,0	8030,6	8029,3	16,6	16,1	142,97	-5147,3	3883,0	6449,6	6416,9	197,47		
8400,0	8400,0	8132,5	8131,2	16,8	16,3	142,95	-5144,2	3883,0	6447,1	6414,1	194,98		
8500,0	8500,0	8234,4	8233,1	17,0	16,5	142,94	-5141,0	3883,0	6444,7	6411,2	192,56		
8600,0	8600,0	8336,4	8335,0	17,2	16,7	142,92	-5137,9	3883,0	6442,2	6408,3	190,19		
8700,0	8700,0	8438,3	8436,9	17,4	16,9	142,90	-5134,6	3883,0	6439,6	6405,4	187,87		
8800,0	8800,0	8540,2	8538,8	17,6	17,1	142,88	-5131,4	3883,0	6437,1	6402,4	185,61		
8878,0	8878,0	8619,7	8618,2	17,8	17,2	142,87	-5128,8	3883,0	6435,1	6400,1	183,88		

Site: Site 58
Well: SIN-58
Wellpath: 58 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference		Offset		Semi-Major Axis			Offset Location			Ctr-Ctr	Edge	Separation	Warning
MD	TVD	MD	TVD	Ref	Offset	TFO-HS	North	East	Distance	Distance	Factor		
ft	ft	ft	ft	ft	ft	deg	ft	ft	ft	ft			
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	153,72	-5376,5	2654,5	6011,2			No Data	
100,0	100,0	0,0	0,0	0,2	0,0	153,72	-5376,5	2654,5	6005,0	6004,8	30024,82		
200,0	200,0	0,0	0,0	0,4	0,0	153,72	-5376,5	2654,5	6000,3	5999,9	15000,87		
300,0	300,0	0,0	0,0	0,6	0,0	153,72	-5376,5	2654,5	5997,4	5996,8	9995,67		
400,0	400,0	27,6	-27,6	0,8	0,1	153,72	-5376,5	2654,5	5996,1	5995,2	7012,02		
500,0	500,0	74,5	74,5	1,0	0,1	153,72	-5376,5	2654,5	5996,0	5994,9	5218,48		
600,0	600,0	176,6	176,6	1,2	0,4	153,72	-5376,4	2654,5	5996,0	5994,4	3860,63		
700,0	700,0	278,6	278,6	1,4	0,6	153,72	-5376,3	2654,5	5995,9	5994,0	3063,48		
800,0	800,0	380,7	380,7	1,6	0,8	153,72	-5376,2	2654,5	5995,8	5993,5	2539,16		
900,0	900,0	482,7	482,7	1,8	1,0	153,72	-5376,0	2654,5	5995,7	5992,9	2168,06		
1000,0	1000,0	584,8	584,8	2,0	1,2	153,72	-5375,8	2654,5	5995,5	5992,3	1891,59		
1100,0	1100,0	686,8	686,8	2,2	1,4	153,72	-5375,6	2654,5	5995,3	5991,7	1677,62		
1200,0	1200,0	788,9	788,9	2,4	1,6	153,72	-5375,3	2654,5	5995,0	5991,1	1507,13		
1300,0	1300,0	890,9	890,9	2,6	1,8	153,72	-5375,0	2654,5	5994,7	5990,4	1368,07		
1400,0	1400,0	993,0	993,0	2,8	2,0	153,72	-5374,6	2654,5	5994,4	5989,6	1252,49		
1500,0	1500,0	1095,1	1095,1	3,0	2,2	153,71	-5374,2	2654,5	5994,1	5988,9	1154,90		
1600,0	1600,0	1197,1	1197,1	3,2	2,4	153,71	-5373,8	2654,5	5993,7	5988,1	1071,41		
1700,0	1700,0	1299,2	1299,2	3,4	2,6	153,71	-5373,3	2654,5	5993,3	5987,3	999,16		