

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA VCD (VISUALIZACIÓN CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN) EN LA ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DE UN POZO DE LA LOCALIZACIÓN CS-54 DEL CAMPO GUAFFITA DE LA UNIDAD EXPLOTACIÓN APURE DEL DISTRITO SUR DE PDVSA

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por los Brs: Patiño Pérez, José Leonardo
Pérez Pérez, Salvador de Jesús

Caracas, Octubre del 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA VCD (VISUALIZACIÓN CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN) EN LA ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DE UN POZO DE LA LOCALIZACIÓN CS-54 DEL CAMPO GUAFITA DE LA UNIDAD EXPLOTACIÓN APURE DEL DISTRITO SUR DE PDVSA

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Luis Norberto Bueno Gómez.

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: Patiño Pérez, José Leonardo
Pérez Pérez, Salvador de Jesús

Caracas, Octubre del 2002

Sinceramente quiero dedicar este trabajo especial de grado a:

- ✓ A Dios todopoderoso.
- ✓ A mi mamá Eglé.
- ✓ A mi papá Pepe.
- ✓ A mi abuela Carmen.
- ✓ A mi padre adoptivo Luis Norberto Bueno.
- ✓ A mis mejores amigos Daniel León y Víctor Aguilar.
- ✓ A mi gran amigo y compañero Salvador.
- ✓ A mis grandes amigos Lisett, Marialex, Dalila, Violeta, Marijor, Gabriel, Henry, Fermín, Daniel Avila, Natalí, Taymara, Pablo, Cesar Parra, William, Nelly, Luis Castillo, David, Adriana, Juan Carlos, Oliver, Ernesto, Enrique, Richard.

José Leonardo Patiño Pérez

- ✓ A Dios por iluminarme el camino de la sabiduría.

- ✓ A mi madre Celestina y mi padre Salvador por ser la fuente de inspiración de mi vida y por ser el ejemplo a seguir.

- ✓ A mis hermanos: Celeste, Hiracely, Yorcely y Jesús (Chuo), por permitirme contar con ellos en cualquier momento y sentir que nada es más importante en la vida que pertenecer a una familia unida.

- ✓ A mi tía Iraima por ser mi segunda madre.

- ✓ A mi tío José Tomás por su apoyo.

- ✓ A mi novia Lilibeth, quien con su cariño, amor, ternura y comprensión me ha motivado en todo momento.

Salvador de Jesús Pérez Pérez.

AGRADECIMIENTOS

- ✓ A Dios todo poderoso por darme la dicha de vivir.
- ✓ A mi madre Eglé y a mi padre Pepe por haberme traído al mundo y respetar mis decisiones.
- ✓ A mi bella y querida abuela Carmen por ser ella quien me hizo un hombre de bien.
- ✓ A mi padre adoptivo Luis Norberto Bueno por ser un amigo, un consejero y un guía durante toda mi carrera.
- ✓ A mí querida Universidad Central de Venezuela por haber sido mi fuente de conocimiento e inspiración.
- ✓ A mis mejores amigos Daniel León y Víctor Aguilar, por ser mis compañeros y hermanos en todo momento.
- ✓ A mi gran amigo y compañero de tesis Salvador, por ser comprensivo y saber entender mi carácter y respetarlo, por eso amigo "Gracias".
- ✓ A mi querida amiga Marjorie por siempre apoyarme y ayudarme.
- ✓ A mis amigos Pablo y Taymara por conformar un buen equipo de trabajo.
- ✓ A la Sra. Celeste Pérez por brindarme su amistad y afecto sincero.
- ✓ A la familia Pérez Pérez: Sr. Salvador, Celeste, Yorcelly, Hiracely y Chuo, por hacerme sentir en familia y brindarme su hermosa amistad.
- ✓ Al Ingeniero Freddy Pérez y todo su equipo de trabajo, por haberme dado la oportunidad de formar parte de su equipo.
- ✓ Al Ingeniero Luis Rodríguez por ser un amigo y guía durante el desarrollo del presente trabajo.
- ✓ A los Ingenieros José Gerardo Pérez, Juan Santos, José Páez, Oscar Bautista y José Canchica.
- ✓ A mis grandes amigos Lisett, Marialex, Dalila, Violeta, Marijor, Gabriel, Henry, Fermín, Daniel Ávila, Natalí, William, Luis Castillo, Cesar Parra, Nelly, David, Adriana, Juan Carlos, Oliver, Ernesto, Enrique, Richard. Por estar siempre allí dándome apoyo.
- ✓ A Petróleos de Venezuela S.A., por todas las facilidades brindadas para la realización de este trabajo.

José Leonardo Patiño Pérez

- ✓ A Dios por permitirme nacer y crecer dentro de una maravillosa y espléndida familia.
- ✓ A mi madre Celestina y mi padre Salvador, quienes siempre me han cuidado, educado y orientado en todo momento y bajo cualquier circunstancia.
- ✓ A mis cuatro hermanos por apoyarme en mis decisiones.
- ✓ A mi Abuela Ezequiela por siempre brindarme su calidez, amor y apoyo incondicional.
- ✓ A mis tíos: Iraima, José Tomás, Marbelyn y Anselmo, por aconsejarme y apoyarme en todo momento.
- ✓ A mis mejores amigos: Adriana y Richard, por todos y cada unos de los momentos que vivimos, por todos nuestros éxitos y desilusiones y sobre todo por ser mis hermanos.
- ✓ A mi compañero de tesis, amigo incondicional y hermano Patiño, juntos nos forjamos el camino hacia el éxito.
- ✓ A mis amigos Pablo y Taymara por conformar un excelente equipo de trabajo.
- ✓ A mi Universidad Central de Venezuela, especialmente a la Escuela de Ingeniería de Petróleo, por ser fuente inagotable de conocimientos.
- ✓ Al Ingeniero Freddy Pérez y todo su staff de trabajo, por haberme dado la oportunidad de formar parte de su equipo.
- ✓ Al Ingeniero Luis Rodríguez por guiarme, enseñarme y motivarme durante la realización de este trabajo.

AGRADECIMIENTOS

- ✓ Al profesor Luis Norberto Bueno por los conocimientos invaluable que me ha transmitido, por saber conducirme, motivarme, orientarme y por su demostración de afecto sincero.

- ✓ A los ingenieros José Gerardo Pérez, José Páez, José Canchica, Oscar Bautista y Juan Santos, por su valiosa contribución técnica.

- ✓ A mis amigos: Violeta (Willcita), Dalila, Lisett, Elirros (Arrocito), Karina, Daniel, Víctor, Gabriel, Juan Carlos, Fermín, Marijor, Nelly, Cesar, Enrique (Abuelo), Yetzenia y Hugo, por estar presentes en los momentos difíciles.

- ✓ A Petróleos de Venezuela S.A., por todas las facilidades brindadas para la realización de este trabajo.

Salvador de Jesús Pérez Pérez.

Patiño P., José L.
Pérez P., Salvador de J.

**APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA VCD (VISUALIZACIÓN
CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN) EN LA ELABORACIÓN
DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DE UN POZO DE LA
LOCALIZACIÓN CS-54 DEL CAMPO GUAFITA DE LA UNIDAD
EXPLOTACIÓN APURE DEL DISTRITO SUR DE PDVSA.**

**Tutor Académico: Prof. Luis Norberto Bueno Gómez. Tutor Industrial Ing.
Antonio Farias e Ing. Luis Rodríguez. Tesis. Caracas, UCV. Facultad de
Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2002. 431 p.**

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

Resumen. La metodología VCD (Visualización, Conceptualización y Definición), nace como resultado de la adopción de las mejores prácticas originadas de análisis comparativos realizados por intermedio de la IPA "Independent Project Analysis", donde se determinó la importancia y urgencia de evaluar los grados de definición y complejidad de los proyectos para la toma de decisiones. Por lo que este esquema de trabajo se ha implantado en PDVSA organización de perforación y subsuelo desde enero del 2000. Con este objetivo se realizó el programa de construcción y mantenimiento del pozo perteneciente a la localización CS-54 del Campo Guafita Sur, Unidad de Explotación Apure, Distrito Sur, involucrando todos los actores en cada una de las fases del proyecto, optimizando así el costo y minimizando el tiempo de perforación, manteniendo los niveles de calidad, obteniéndose un Valor Presente Neto de 4515,8 MMBs., una Tasa Interna de Retorno de 59,06%, una Eficiencia de Inversión de 2,3 y un Tiempo de Pago de 1,4 años, para un pozo direccional tipo "J", con un KOP a 1400 pies, un ángulo de inclinación de 20,75 grados, un desplazamiento horizontal de 2312,6 pies y una profundidad final medida de 8337 pies.

LISTA DE ECUACIONES.

Ecuación 5.1.-	Relación de diámetro	50
Ecuación 5.2.-	Tamaño promedio de la grava	50
Ecuación 5.3.-	Coefficiente de uniformidad	51
Ecuación 5.4.-	Velocidad de flujo a través de las ranuras	52
Ecuación 5.5.-	Coefficiente de uniformidad de la grava	52
Ecuación 6.1.-	Factor de diseño de colapso	69
Ecuación 6.2.-	Presión de colapso	69
Ecuación 6.3.-	Factor de diseño para estallido	70
Ecuación 6.4.-	Presión interna de estallido	70
Ecuación 6.5.-	Factor de flotabilidad	72
Ecuación 6.6.-	Factor de temperatura	73
Ecuación 7.1.-	Flujo de caja o flujo de efectivo	76
Ecuación 7.2.-	Ingresos	76
Ecuación 7.3.-	Regalía	80
Ecuación 7.4.-	Valor mercantil	80
Ecuación 7.5.-	Impuesto sobre la renta	81
Ecuación 7.6.-	Valor Presente Neto	82
Ecuación 7.7.-	Tasa Interna de Retorno	83
Ecuación 7.8.-	Eficiencia de la inversión	84
Ecuación 13.1.-	Factor de Separación	183
Ecuación 13.2.-	Profundidad Medida Ajustada	248
Ecuación 13.3.-	Mínimas emboladas de circulación para limpiar el hoyo	248
Ecuación 13.4.-	Mínimas emboladas fondo arriba	248
Ecuación 17.1.-	Costo de Generación de Potencial	294

LISTA DE FIGURAS.

Figura 1.1.-	Partes "Stake Holders" de un proyecto	5
Figura 1.2.-	Esfuerzo vs Tiempo	8
Figura 1.3.-	Relación entre estimado de costo y fases de un proyecto	10
Figura 1.4.-	Ciclo de vida de un proyecto	13
Figura 2.1.-	Implantación del VCD	16
Figura 2.2.-	Mesas Integradas	17
Figura 2.3.-	Modelo de relaciones VCD	18
Figura 2.4.-	Modelo de relaciones VCD (2)	19
Figura 3.1.-	Localizaciones Inaccesibles	21
Figura 3.2.-	Aumento de la sección productora	22
Figura 3.3.-	Pozo inclinado tipo "S" sencillo y su terminología básica	24
Figura 3.4.-	Pozo inclinado tipo "J" sencillo y su terminología básica	25
Figura 3.5.-	Esquema de construcción y mantenimiento de ángulo	25
Figura 4.1.-	Curva de esfuerzo vs deformación	34
Figura 6.1.-	Tipo de revestidores	58
Figura 6.2.-	Relación entre esfuerzos y deformación	60
Figura 6.3.-	Características típicas de una tubería	62
Figura 6.4.-	Secuencias usuales de diámetros de revestidores, mechas y hoyos.	63
Figura 6.5.-	Gradiente de presión vs profundidad	63
Figura 6.6.-	Profundidad vs peso equivalente del lodo	66
Figura 6.7.-	Determinación de la profundidad de asentamiento	66
Figura 6.8.-	Representación de la dirección de las fuerzas de colapso	69
Figura 6.9.-	Representación de la dirección de las fuerzas de estallido	70
Figura 6.10.-	Efecto de tensión	71
Figura 6.11.-	Esfuerzos que actúan simultáneamente	72
Figura 6.12.-	Efectos de la temperatura	73
Figura 6.13.-	Efectos del abombamiento	74
Figura 6.14.-	Efectos de la flexión	74
Figura 8.1.-	Cuencas de Venezuela	88

Figura 8.2.-	Rasgos sobresalientes de la cuenca Barinas Apure	89
Figura 8.3.-	Ubicación geográfica del Campo Guafita	90
Figura 8.4.-	Producción de Petróleo vs porcentaje de Agua y Sedimento Campo Guafita Sur	93
Figura 8.5.-	Producción de Petróleo vs porcentaje de Agua y Sedimento Campo Guafita Norte	93
Figura 8.6.-	Mapa base del campo Guafita Norte, actualizado para Enero del 2002.	94
Figura 8.7.-	Mapa base del campo Guafita Norte, actualizado para Enero del 2002.	95
Figura 8.8.-	Columna estratigráfica del área Apure, Campo Guafita	97
Figura 8.9.-	Mecanismos predominantes en la producción de agua	107
Figura 8.10.-	Mapa de producción acumulada de agua arena G-8 Campo Guafita Sur	108
Figura 8.11.-	Mapa Grid por Oil Fiel Manager de distribución de fluidos del Campo Guafita Sur	112
Figura 9.1.-	Flujograma VCD	115
Figura 11.1.-	Registros Rayos Gamma, sónico, presión de poro, gradiente de fractura y gradiente de sobrecarga del pozo GF-14X	131
Figura 11.2.-	Distribución de temperatura Campo Guafita	132
Figura 11.3.-	Simulación del comportamiento de producción para la localización CS-54	133
Figura 11.4.-	Topes formacionales de la localización CS-54	134
Figura 11.5.-	Curva de profundidad vs tiempo	138
Figura 11.6.-	Curva de tiempo limpio	139
Figura 11.7.-	Clasificación de los tiempos no productivos	140
Figura 11.8.-	Curva estimada para la localización propuesta	142
Figura 11.9.-	Flujograma de generación de métricas	147
Figura 12.1.-	Esquema de completación para la localización CS-54	155
Figura 12.2.-	Vista de planta del pozo tipo "J" para la localización CS-54	159
Figura 12.3.-	Perfil direccional generalizado pozo tipo "J" para la localización CS-54	160
Figura 12.4.-	Dimensiones generales de los revestidores para la localización CS-54	161
Figura 12.5.-	Esquema general de hoyos para la localización CS-54	164
Figura 12.6.-	Esquema general de fluidos para la localización CS-54	167
Figura 12.7.-	Esquema general de cañoneo para la localización CS-54	169

Figura 12.8.-	Curvas de tiempo para la localización CS-54	171
Figura 12.9.-	Diseño de la localización propuesta	174
Figura 13.1.-	Esquema del Equipo de Bombeo Electrosumergible	179
Figura 13.2.-	Equipo de Empaque con grava	180
Figura 13.3.-	Esquema mecánico de completación para la localización CS-54	181
Figura 13.4.-	Planificación direccional correspondiente a la localización CS-54	182
Figura 13.5.-	Distancia centro-centro entre pozos	183
Figura 13.6.-	Clasificación de los factores de separación	184
Figura 13.7.-	Vista de planta de los pozos vecinos	184
Figura 13.8.-	Vista en tres dimensiones	185
Figura 13.9.-	Vista tipo escalera	186
Figura 13.10.-	Diseño de colapso	189
Figura 13.11.-	Diseño de estallido	189
Figura 13.12.-	Diseño axial	190
Figura 13.13.-	Diseño triaxial	190
Figura 13.14.-	Limites de diseño para los esfuerzos triaxiales	191
Figura 13.15.-	Diseño de Colapso	193
Figura 13.16.-	Diseño de Estallido	193
Figura 13.17.-	Diseño axial	194
Figura 13.18.-	Diseño triaxial	194
Figura 13.19.-	Limites de diseño para los esfuerzos triaxiales	195
Figura 13.20.-	Diseño de hoyos y puntos de asentamientos de revestidores	196
Figura 13.21.-	Curva de densidad de lodo de los pozos vecinos de la localización CS-54	199
Figura 13.22.-	Curva de lodo propuesta para la localización CS-54	200
Figura 13.23.-	Volúmenes de cemento para el revestidor de superficie	204
Figura 13.24.-	Volúmenes de cemento para el revestidor de producción	
Figura 13.25.-	Mechas PDC de 12-1/4 pulgadas	210
Figura 13.26.-	Mecha PDC de 8-1/2 pulgadas	212
Figura 13.27.-	Mecha Tricónica para limpieza	213
Figura 13.28.-	Sarta de perforación para el hoyo de superficie	214
Figura 13.29.-	Sarta de perforación para el hoyo de producción	215

Figura 13.30.- Sarta de limpieza	216
Figura 13.31.- Secuencias de detonación de las cargas	217
Figura 13.32.- Esquema general de cañoneo para la localización CS-54	218
Figura 13.33.- Tiempo estimado para la localización CS-54	227
Figura 13.34.- Tiempo presupuestado para la localización CS-54	228
Figura 13.35.- Diseño del pozo en profundidad	248
Figura 16.1.- Curvas de pozos compromisos cara a cara	273
Figura 16.2.- Política corporativa SHA	279
Figura 16.3.- Enfoque de mejoramiento continuo del SIR-PDVSA	280
Figura 17.1.- Diagrama Araña para la localización CS-54	292
Figura 17.2.- Diagrama Tornado para la localización CS-54	293

LISTA DE TABLAS.

Tabla 5.1.-	Tamaño de grava comercial más usada	53
Tabla 6.1.-	Relaciones de grado y resistencia de la tubería de revestimiento	61
Tabla 6.2.-	Casos de carga de los revestidores	67
Tabla 6.3.-	Factores de diseño de PDVSA	68
Tabla 8.1.-	Temperatura y Factor volumétrico del petróleo Campo Guafita Norte	104
Tabla 8.2.-	Temperatura y Factor volumétrico del petróleo Campo Guafita Sur	104
Tabla 8.3.-	Compresibilidad al petróleo y viscosidad del Campo Guafita	104
Tabla 8.4.-	Comportamiento de presiones iniciales por arena del Campo Guafita	106
Tabla 8.5.-	Características físico químicas del agua producida en el Campo Guafita	109
Tabla 11.1.-	Presión de poro y gradiente de fractura	132
Tabla 11.2.-	Temperatura de yacimiento	132
Tabla 11.3.-	Propiedades petrofísicas estimadas de la arena G-7-2	134
Tabla 11.4.-	Topes formacionales y radio de drenaje	135
Tabla 11.5.-	Pozos vecinos de la localización CS-54	135
Tabla 11.6.-	Tiempos productivos de perforación para el cluster GF-14X	140
Tabla 11.7.-	Tiempo productivo por pozo	141
Tabla 11.8.-	Tiempo de completación actual	141
Tabla 11.9.-	Índices de complejidad	145
Tabla 11.10.-	Resultado de los índices de complejidad para la localización CS-54	146
Tabla 11.11.-	Costos por fase de los pozos más recientes del Campo Guafita	152
Tabla 12.1.-	Dimensiones de los revestidores	161
Tabla 12.2.-	Dimensiones de los hoyos	164
Tabla 12.3.-	Propiedades del lodo Agua Gel	166
Tabla 12.4.-	Propiedades del lodo 100% Aceite	167
Tabla 12.5.-	Propiedades del fluido de completación	167
Tabla 12.6.-	Mechas propuestas para la localización CS-54	168
Tabla 12.7.-	Características de la carga de cañoneo	169
Tabla 12.8.-	Estimado de tiempo de la localización CS-54	170
Tabla 12.9.-	Estimado de costo de la localización CS-54	171

Tabla 13.1.-	Fluido de Completación	178
Tabla 13.2.-	Formulación del fluido de completación	178
Tabla 13.3.-	Propiedades esperadas del fluido de completación	178
Tabla 13.4.-	Plan direccional de la localización CS-54	182
Tabla 13.5.-	Resumen del "Anticolision" de la localización CS-54	183
Tabla 13.6.-	Características del revestidor de superficie	187
Tabla 13.7.-	Características nominales del revestidor de superficie	187
Tabla 13.8.-	Características del revestidor de producción	191
Tabla 13.9.-	Características nominales del revestidor de producción	191
Tabla 13.10.-	Características de los hoyo	196
Tabla 13.11.-	Formulación del lodo Agua Gel	197
Tabla 13.12.-	Propiedades esperadas del lodo Agua Gel	197
Tabla 13.13.-	Formulación del lodo 100% Aceite	198
Tabla 13.14.-	Propiedades esperadas del lodo 100% Aceite	198
Tabla 13.15.-	Aditivos de la lechada de barrido para cementar el hoyo de superficie	204
Tabla 13.16.-	Aditivos de la lechada de cola para cementar el revestidor de producción	205
Tabla 13.17.-	Tiempo operacional planeado para cementar el hoyo de superficie	206
Tabla 13.18.-	Aditivos de la lechada única para cementar el revestidor de producción	207
Tabla 13.19.-	Tiempo operacional planeado para cementar el hoyo de producción	209
Tabla 13.20.-	Parámetros operacionales de las mechas del hoyo de superficie	210
Tabla 13.21.-	Características de las mechas hoyo de superficie	210
Tabla 13.22.-	Parámetros operacionales de las mechas del hoyo de superficie	211
Tabla 13.23.-	Características de las mechas del hoyo de producción	211
Tabla 13.24.-	Rendimiento de las mechas PDC en pozos anteriores	211
Tabla 13.25.-	Parámetros operacionales mecha de limpieza	212
Tabla 13.26.-	Características de la mecha tricónica	213
Tabla 13.27.-	Componentes de la sarta lisa	214
Tabla 13.28.-	Componentes de la sarta direccional	215
Tabla 13.29.-	Componentes de la sarta de limpieza	216
Tabla 13.30.-	Características del cañoneo	217
Tabla 13.31.-	Registro direccional hoyo de producción	219

Tabla 13.32.- Registros eléctricos hoyo de producción	219
Tabla 13.33.- Escalas horizontales de las curvas	220
Tabla 13.34.- Tiempo estimado para la localización CS-54	227
Tabla 13.35.- Tiempo presupuestado para la localización CS-54	228
Tabla 13.36.- Costo estimado para la localización CS-54	231
Tabla 13.37.- Costo presupuestado para la localización CS-54	234
Tabla 13.38.- Galonaje mínimo versus diámetro del hoyo y ángulo de inclinación	247
Tabla 13.39.- ROP mínimo versus diámetro del hoyo y ángulo de inclinación	247
Tabla 13.40.- Emboladas mínimas requeridas para limpiar el hoyo	247
Tabla 13.41.- Guía rápida para identificar los mecanismos de pega	249
Tabla 13.42.- Plan de desplazamiento del lodo	257
Tabla 14.1.- Correlación para determinar la tasa crítica de conificación en Apure	259
Tabla 15.1.- Comportamiento de los equipos instalados en los pozos vecinos de la localización CS-54.	263
Tabla 16.1.- Distribución de tiempo y costo de mudanza	269
Tabla 16.2.- Distribución de tiempo y costo hoyo de superficie	270
Tabla 16.3.- Distribución de tiempo y costo hoyo de producción	271
Tabla 16.4.- Distribución de tiempo y costo de completación	272
Tabla 16.5.- Tiempos dentro del proceso de perforación	273
Tabla 16.6.- Costos dentro del proceso de perforación	274
Tabla 16.7.- Comparación de los indicadores económicos y de construcción	274
Tabla 16.8.- Competencias requeridas	278
Tabla 16.9.- Componentes operativos del SIR	281
Tabla 17.1.- Plan de desembolsos	285
Tabla 17.2.- Riesgos asociados a la perforación	287
Tabla 17.3.- Riesgos asociados al personal y equipo	287
Tabla 17.4.- Riesgo asociado al ambiente y al entorno	288
Tabla 17.5.- Riesgos de estimación	288
Tabla 17.6.- Riesgos asociados a la perforación	289
Tabla 17.7.- Riesgos de facilidades	289
Tabla 17.8.- Datos económicos generales	290

ÍNDICE GENERAL.

DEDICATORIAS	i
AGRADECIMIENTOS	iii
RESUMEN	vi
LISTA DE ECUACIONES	vii
LISTA DE FIGURAS	viii
LISTA DE TABLAS	xii
INTRODUCCIÓN	1

MARCO TEÓRICO

CAPITULO 1.- PROYECTO

1.1.-	GENERALIDADES	4
1.2.-	ALCANCE DE UN PROYECTO	6
1.3.-	PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO	6
1.3.1.-	VENTAJAS DE LA PLANIFICACIÓN	7
1.3.2.-	LIMITACIONES DE LA PLANIFICACIÓN	7
1.4.-	FASES DE UN PROYECTO	8
1.4.1.-	FASE CONCEPTUAL	8
1.4.2.-	FASE PLANIFICACIÓN	9
1.4.3.-	FASE EJECUCIÓN	9
1.4.4.-	FASE COMPLETACIÓN	9
1.5.-	ESTIMADOS DE COSTO DE PROYECTOS	10
1.5.1.-	ESTIMADOS DE COSTOS CLASE V (ORDEN DE MAGNITUD)	10
1.5.2.-	ESTIMADOS DE COSTOS CLASE IV (CONCEPTUAL)	11
1.5.3.-	ESTIMADOS DE COSTOS CLASE III (PRELIMINAR)	11
1.5.4.-	ESTIMADOS DE COSTOS CLASE II (DEFINITIVO)	11
1.5.5.-	ESTIMADOS DE COSTOS CLASE I (CONTROL)	13

CAPITULO 2.- VCD

2.1.-	GENERALIDADES	16
2.2.-	ORGANIZACIÓN DEL VCD	18

CAPITULO 3.- PERFORACIÓN DIRECCIONAL

3.1.-	GENERALIDADES	21
3.2.-	APLICACIONES COMUNES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL	21
3.3.-	PLANIFICACIÓN ASOCIADA A LOS POZOS DIRECCIONALES	23
3.3.1.-	TIPO TANGENCIAL ("J")	24
3.4.-	FACTORES DE DISEÑO	26
3.5.-	EVOLUCIÓN DE LAS HERRAMIENTAS DIRECCIONALES	26
3.5.1.-	MWD (MEASUREMENT WHILE DRILLING)	27
3.5.1.1.-	Sistema de Poder	28
3.5.1.2.-	Sistema de Telemetría	28
3.5.1.3.-	Sensores Direccionales	28
3.5.2.-	LWD (LOGGING WHILE DRILLING)	29

CAPITULO 4.- GEOMECÁNICA

4.1.-	GENERALIDADES	33
4.2.-	APLICACIONES GEOMECÁNICAS	34
4.3.-	DEFORMACIÓN	34
4.4.-	ESFUERZOS	34
4.4.1.-	ESFUERZOS GEOESTÁTICOS	34
4.4.2.-	ESFUERZOS EFECTIVOS	35
4.5.-	COMPORTAMIENTO ESFUERZO-DEFORMACIÓN, MECANISMOS Y CRITERIOS DE FALLA	35

CAPITULO 5.- CONTROL DE ARENA

5.1.-	FENÓMENO DE ARENAMIENTO	37
5.2.-	NATURALEZA DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	37
5.2.1.-	CONSOLIDACIÓN DE LAS FORMACIONES	38
5.3.-	CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	39
5.3.1.-	OPERACIONES TRADICIONALES DE POZOS	39
5.3.2.-	FUERZAS DE ARRASTRES, DE CORTE Y VISCOSAS	42
5.3.3.-	DISMINUCIÓN DE LA PRESIÓN DE YACIMIENTO	43
5.4.-	EFFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA	43
5.4.1.-	ACUMULACIÓN DE ARENA EN EL FONDO DEL POZO	43
5.4.2.-	COLAPSO DE LA FORMACIÓN	44
5.5.-	CONTROL DE ARENA	44
5.5.1.-	PRINCIPIOS BÁSICOS PARA EL CONTROL DE ARENA	45
5.5.1.1.-	Puenteo Mecánico	45
5.5.1.2.-	Consolidación "In Situ"	45
5.5.2.-	MÉTODOS DE CONTROL DE ARENA	45
5.5.2.1.-	Método Químico	45
5.5.2.2.-	Métodos Mecánicos	46
5.5.3.-	EMPAQUE CON GRAVA	47
5.5.3.1.-	Tipo de Empaque con grava	47
5.5.3.1.1.-	Empaque con grava a hoyo desnudo	47
5.5.3.1.2.-	Empaque con grava a hoyo entubado	48
5.5.4.-	DISEÑO DE LA ARENA DEL EMPAQUE CON GRAVA	49
5.5.5.-	FLUIDO DE EMPAQUE CON GRAVA	53
5.5.6.-	ARENA DE FORMACIÓN-MUESTREO Y ANALISIS	54

CAPITULO 6.- DISEÑO DE REVSTIDORES

6.1.-	DEFINICIÓN Y FUNCIÓN DE LOS REVSTIDORES	57
6.1.1.-	CONDUCTOR	57

6.1.2.-	TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	57
6.1.2.1.-	Revestidor de Superficie	57
6.1.2.2.-	Revestidor y camisa de producción	58
6.2.-	MÉTODO DE DISEÑO CONVENCIONAL Y VIDA DE SERVICIO	59
6.3.-	ASPECTOS DE MATERIALES Y CONEXIONES DE LOS TUBULARES	59
6.4.-	PARÁMETROS DEL DISEÑO	62
6.5.-	DISEÑO DE LA PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO.	63
6.6.-	CONDICIÓN INICIAL O CASO DE CARGA	67
6.7.-	CONSIDERACIONES DE DISEÑO	68

CAPITULO 7.- EVALUACIÓN ECONÓMICA

7.1.-	CONCEPTOS BÁSICOS	76
7.2.-	MODELO ECONÓMICO	85
7.3.-	ESTRUCTURA GENERAL DEL MODELO ECONÓMICO	86

ANÁLISIS DEL PROBLEMA

DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA VCD Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

CAPITULO 8.- ÁREA DE ESTUDIO

8.1.-	DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	88
8.2.-	UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO GUAFITA	89
8.3.-	ANTECEDENTES	90
8.4.-	MARCO ESTRUCTURAL	94
8.5.-	DESCRIPCIÓN ESTRATIGRÁFICA	96
8.6.-	TEMPERATURA Y FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO	104
8.7.-	COMPRESIBILIDAD AL PETRÓLEO Y VISCOSIDAD	104
8.8.-	COMPORTAMIENTO DE PRESIONES	105

8.9.-	ORIGEN DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA	107
8.10.-	POES, RESERVAS RECUPERABLES Y RESERVAS REMANENTES	110
8.10.1.-	POES CAMPO GUAFITA NORTE	110
8.10.2.-	POES CAMPO GUAFITA SUR	110

CAPITULO 9.- METODOLOGÍA GENERAL

9.1.-	OBJETIVO GENERAL	114
9.1.1.-	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	114
9.2.-	GENERALIDADES	115

CAPITULO 10.- REQUERIMIENTOS FUNCIONALES (VISIÓN)

10.1.-	USO Y TIPO DE POZO	126
10.2.-	OBJETIVOS DE LA CORPORACIÓN	126
10.3.-	OBJETIVOS DE LA UNIDAD DE EXPLOTACIÓN	127
10.4.-	OBJETIVOS DE PERFORACIÓN.	127

CAPITULO 11.- INGENIERÍA CONCEPTUAL

11.1.-	ESTIMACIÓN DE PRESIÓN DE PORO Y GRADIENTE DE FRACTURA	130
11.2.-	GRADIENTE DE TEMPERATURA	132
11.3.-	PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE DE DISEÑO Y MÉTODO DE PRODUCCIÓN NODAL.	133
11.4.-	CARACTERIZACIÓN DE ROCA Y FLUIDOS	134
11.5.-	PROGNOSIS DE INTERVALOS PRODUCTORES Y RADIO DE DRENAJE	134
11.6.-	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA INFORMACIÓN DE POZOS VECINOS	135
11.6.1.-	HISTORIA DE PERFORACIÓN	136
11.6.2.-	TIEMPOS DURANTE LA PERFORACIÓN	136
11.7.-	MÉTRICAS DE YACIMIENTO Y DE POZO	143
11.8.-	RESULTADOS DE LOS ÍNDICES DE COMPLEJIDAD PARA EL POZO	145

11.9.-	ESTRATEGIA DE APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS Y MEJORES PRÁCTICAS	148
11.10.-	DEFINICIÓN DE LA COMPLETACIÓN MECÁNICA PRELIMINAR	148
11.11.-	DEFINICIÓN DE LA TRAYECTORIA Y GEOMECÁNICA REGIONAL	149
11.12.-	DEFINICIÓN DE LAS DIMENSIONES DE LOS REVESTIDORES	149
11.13.-	DEFINICIÓN DE LA GEOMETRÍA DE LOS HOYOS	149
11.14.-	DEFINICIÓN DEL USO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN	150
11.15.-	DEFINICIÓN DEL USO DE MECHAS	150
11.16.-	DEFINICIÓN DEL USO DEL ENSAMBLAJE DE FONDO	150
11.17.-	ESTRATEGIAS DE NEGOCIOS	150
11.18.-	ANÁLISIS CONCEPTUAL DE CONSTRUCCIÓN DEL POZO	151
11.19.-	ANÁLISIS CONCEPTUAL DE MANTENIMIENTO DEL POZO	151
11.20.-	ANÁLISIS CONCEPTUAL DE OPERACIÓN DEL POZO	151
11.21.-	ESTIMACIÓN DE COSTOS A NIVEL CONCEPTUAL PARA BASE DE RECURSOS	152

CAPITULO 12.- INGENIERÍA BÁSICA.

12.1.-	DISEÑO DE COMPLETACIÓN.	154
12.1.1.-	TIPO.	154
12.1.2.-	DIMENSIONES	154
12.1.3.-	FUNCIONALIDAD	156
12.1.4.-	EVOLUCIÓN.	156
12.1.5.-	FLUIDO DE COMPLETACIÓN	156
12.2.-	DISEÑO DE TRAYECTORIA.	157
12.2.1.-	GEOMECÁNICA.	157
12.2.2.-	DIRECCIONALIDAD.	157
12.3.-	DISEÑO DE REVESTIDORES.	160
12.3.1.-	TIPO.	160
12.3.2.-	PUNTOS DE ASENTAMIENTO	161
12.3.3.-	DIMENSIONES.	161

12.3.4.-	FUNCIONALIDAD	162
12.3.5.-	EVOLUCIÓN	162
12.4.-	DISEÑO DE HOYOS	164
12.4.1.-	TIPO	164
12.4.2.-	DIMENSIONES	164
12.4.3.-	FUNCIONALIDAD	165
12.4.4.-	EVOLUCIÓN	165
12.5.-	DEFINICIÓN GENERAL DE REQUERIMIENTOS DE EQUIPOS	166
12.6.-	DISEÑO GENERAL DE FLUIDOS	166
12.7.-	CEMENTACIÓN	168
12.8.-	MECHAS	168
12.9.-	SARTAS	168
12.10.-	CAÑONEO	169
12.11.-	ESTIMADO EN BASE DE CONOCIMIENTO (COMPETENCIAS REQUERIDAS)	170
12.12.-	ESTIMADO DE TIEMPO Y COSTO (CLASE III)	170
12.13.-	ESTRATEGIA DE CONTRATACIÓN Y PRE-SELECCIÓN DE EMPRESAS	172
12.14.-	ANÁLISIS DE MANTENIMIENTO	172
12.15.-	ANÁLISIS DE OPERACIÓN	172
12.16.-	ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN DEL POZO.	172
12.17.-	TRAMITACIÓN DE PERMISOLOGÍA Y APROBACIONES.	173
12.18.-	REVISIÓN Y DISEÑO DE LA LOCALIZACIÓN.	174
12.19.-	PROCURA DE MATERIALES DE LARGO TIEMPO DE ENTREGA.	175

CAPITULO 13.- INGENIERÍA DE DETALLE.

13.1.-	DATOS GENERALES DEL PROYECTO	177
13.2.-	COMPLETACIÓN	178
13.2.1.-	FLUIDOS DE COMPLETACIÓN	178
13.3.-	TRAYECTORIA	182
13.4.-	REVESTIDORES	187
13.4.1.-	REVESTIDOR DE SUPERFICIE	187

13.4.2.-	REVESTIDOR DE PRODUCCIÓN	191
13.5.-	GEOMETRÍA DE HOYOS.	196
13.6.-	FLUIDOS DE PERFORACIÓN.	197
13.6.1.-	HOYO DE SUPERFICIE DE 12-1/4	197
13.6.2.-	HOYO DE PRODUCCIÓN DE 7"	198
13.7.-	CEMENTACIÓN.	201
13.7.1.-	REVESTIDOR DE SUPERFICIE	201
13.7.1.1.-	Características de la zapata para cementar el revestidor de 10-3/4	201
13.7.1.2.-	Cálculos Volumétricos de las lechadas	201
13.7.1.2.1.-	Capacidades	201
13.7.1.2.2.-	Cálculo del punto neutro	202
13.7.1.2.3.-	Volúmenes de lechada de barrido y de cola	202
13.7.1.3.-	Tiempo Operacional de Cementación Revestidor 10-3/4" (PLAN)	205
13.7.2.-	REVESTIDOR DE PRODUCCIÓN	206
13.7.2.1.-	Lechada Única	206
13.7.2.2.-	Cálculos de la Lechada Única	207
13.7.2.2.1.-	Capacidades	207
13.7.2.2.2.-	Cálculo del punto neutro	207
13.7.2.2.3.-	Volumen de la lechada única	207
13.7.2.2.4.-	Volumen de la lechada de cemento	207
13.7.2.3.-	Tiempo Operacional de Cementación Revestidor 7" (PLAN)	209
13.8.-	MECHAS	210
13.8.1.-	HOYO DE SUPERFICIE	210
13.8.2.-	HOYO DE PRODUCCIÓN	211
13.9.-	SARTA DE PERFORACIÓN.	214
13.9.1.-	HOYO DE SUPERFICIE	214
13.9.2.-	HOYO DE PRODUCCIÓN	215
13.9.2.1.-	Sarta direccional	215
13.9.2.2.-	Sarta de limpieza	216
13.10.-	CAÑONEO	217
13.10.1.-	RESUMEN DEL EQUIPO DE CAÑONEO	217

13.10.2.-	SECUENCIA DE DETONACIÓN DE LA CARGA	217
13.11.-	PROGRAMA DE REGISTROS Y NÚCLEOS	219
13.11.1.-	HOYO DE SUPERFICIE	219
13.11.2.-	HOYO DE PRODUCCIÓN	219
13.12.-	EQUIPO DE TRABAJO Y SUS ROLES	221
13.12.1.-	LÍDER VCD	221
13.12.2.-	INGENIERO VCD	221
13.12.3.-	INGENIERO DE FLUIDOS	222
13.12.4.-	INGENIERO DE CEMENTACIÓN	223
13.12.5.-	INGENIERO DE COMPLETACIÓN	224
13.12.6.-	INGENIERO DE OPERACIONES DEL PROYECTO	224
13.12.7.-	GEÓLOGO	225
13.12.8.-	INGENIERO DE YACIMIENTOS	225
13.12.9.-	INGENIERO DE PRODUCCIÓN	226
13.13.-	ESTIMACIÓN DE TIEMPO Y COSTO CLASE II	227
13.13.1.-	DISTRIBUCIÓN DE TIEMPO DE LA LOCALIZACIÓN CS-54	227
13.13.1.1.-	Tiempo estimado	227
13.13.1.2.-	Tiempo presupuestado	228
13.13.2.-	ESTIMACIÓN DE COSTO CLASE II	229
13.13.2.1.-	Costo estimado	229
13.13.2.2.-	Costo presupuestado	232
13.14.-	ESTRATEGIA DE CONTRATACIÓN Y SELECCIÓN DE EMPRESAS	235
13.14.1.-	MUDANZA	235
13.14.2.-	PERFORACIÓN DIRECCIONAL	235
13.14.3.-	FLUIDOS DE PERFORACIÓN	235
13.14.4.-	REGISTROS ELÉCTRICOS	236
13.14.5.-	CONTROL DE SÓLIDOS Y EFLUENTES	236
13.14.6.-	CEMENTACIÓN	237
13.15.-	INTEGRACIÓN DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN (EJECUCIÓN)	238
13.15.1.-	GENERALIDADES / OBJETIVOS	238
13.15.1.1.-	Hoyo de 12-1/4"	238

13.15.2.-	PROGRAMA DE LODO	239
13.15.3.-	ENSAMBLAJE DE FONDO RECOMENDADO	239
13.15.4.-	CONSIDERACIONES PARA LA CEMENTACIÓN DEL REVESTIDOR SUPERFICIAL DE 12-1/4"	240
13.15.4.1.-	Procedimiento de la Cementación del Revestidor Superficial	241
13.15.5.-	GENERALIDADES / OBJETIVOS	243
13.15.5.1.-	Hoyo de 8-1/2"	243
13.15.6.-	COMPARACIÓN DE LOS GALONAJES MÍNIMOS Y LA MÁXIMA ROP EN FUNCIÓN DEL DIÁMETRO DEL HOYO Y ÁNGULO DE INCLINACIÓN	247
13.15.7.-	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LAS EMBOLADAS MÍNIMAS PARA LA LIMPIEZA DEL HOYO.	247
13.15.8.-	GUÍA RÁPIDA PARA IDENTIFICAR POSIBLE MECANISMO DE PEGA DE TUBERÍA	249
13.15.9.-	RECOMENDACIONES PARA LIBERAR TUBERÍA DE ACUERDO AL MECANISMO DE PEGA	250
13.15.10.-	ENSAMBLAJE DE FONDO RECOMENDADO Nº 2, SARTA DIRECCIONAL	253
13.15.11.-	ENSAMBLAJE DE FONDO RECOMENDADO Nº 3, SARTA DE LIMPIEZA	254
13.15.12.-	CONSIDERACIONES PARA CORRER EL REVESTIDOR DE PRODUCCIÓN	254
13.15.13.-	CONSIDERACIONES PARA LA CEMENTACIÓN DEL REVESTIDOR DE PRODUCCIÓN	255

CAPITULO 14.- ANÁLISIS DE OPERACIÓN.

14.1.-	PREDICCIÓN DE LOS SISTEMAS DE OPERACIÓN DEL POZO	259
14.2.-	PREDICCIÓN DE LA VENTANA OPERACIONAL PARA PREVENIR EFECTOS NO DESEADOS POR LOS ESFUERZOS GEOMECÁNICOS E HIDRÁULICOS A LOS QUE SE SOMETERÁ EL POZO	259
14.3.-	PREDICCIÓN DE LOS POTENCIALES CAMBIOS DE REQUERIMIENTOS FUNCIONALES A LOS QUE SOMETERÁ EL POZO	260
14.4.-	RE-CONCEPTUALIZACIÓN DEL POZO	260
14.5.-	PREDICCIÓN DE LA RUTINA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO	261

CAPITULO 15.- ANÁLISIS DE MANTENIMIENTO

15.1.-	PREDICCIÓN DE LAS INTERVENCIONES DEBIDO A REQUERIMIENTOS MECÁNICOS	263
--------	--	-----

CAPITULO 16.- ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN

16.1.-	FLUJOGRAMA POR ACTIVIDAD DE LA OPERACIÓN	266
16.1.1.-	INGENIERÍA DE CONSTRUCCIÓN	267
16.1.2.-	PROCURA	267
16.1.3.-	CONSTRUCCIÓN EJECUCIÓN	267
16.1.3.1.-	Actividades Previas a La Mudanza	267
16.1.3.2.-	Mudanza	267
16.1.3.3.-	Construcción de La Sección Superficial	267
16.1.3.4.-	Construcción de La Sección De Producción	267
16.1.3.5.-	Completación	267
16.1.4.-	CIERRE DEL PROYECTO	267
16.2.-	PROGRAMACIÓN DETALLADA POR ACTIVIDAD CON HITOS APROBATORIOS POR COMUNIDAD DE CONOCIMIENTO.	268
16.2.1.-	MUDANZA.	268
16.2.1.1.-	Recursos requeridos para el logro del objetivo	268
16.2.1.2.-	Responsabilidades del equipo de trabajo	268
16.2.1.3.-	Puntos de atención	268
16.2.2.4.-	Distribución de tiempo y costo correspondiente a la mudanza de la localización CS-54.	269
16.2.2.-	SECCIÓN SUPERFICIAL.	269
16.2.2.1.-	Recursos requeridos para el logro del objetivo	269
16.2.2.2.-	Responsabilidades del equipo de trabajo	270
16.2.2.3.-	Puntos de atención	270
16.2.2.4.-	Distribución de tiempo y costo correspondiente a la fase de superficie	

	de la localización CS-54.	270
16.2.3.-	SECCIÓN DE PRODUCCIÓN.	270
16.2.3.1.-	Recursos requeridos para el logro del objetivo	270
16.2.3.2.-	Responsabilidades del equipo de trabajo	271
16.2.3.3.-	Puntos de atención	271
16.2.3.4.-	Distribución de tiempo y costo correspondiente a la fase de producción de la localización CS-54.	271
16.2.4.-	COMPLETACIÓN	272
16.2.3.1.-	Recursos requeridos para el logro del objetivo	272
16.2.3.2.-	Responsabilidades del equipo de trabajo	272
16.2.3.3.-	Puntos de atención	272
16.2.3.4.-	Distribución de tiempo y costo correspondiente a la fase de completación de la localización CS-54	272
16.2.5.-	ANÁLISIS DEL PROCESO DE PERFORACIÓN	273
16.2.5.1.-	Tiempo	273
16.2.5.2.-	Costo	274
16.3.-	REQUERIMIENTOS DE EQUIPOS Y MATERIALES (PLAN LOGÍSTICO).	275
16.3.1.-	HOYO DE SUPERFICIE.	275
16.3.2.-	HOYO DE PRODUCCIÓN.	276
16.4.-	ESTRUCTURAS DE RECURSOS, COMPETENCIAS REQUERIDAS Y ROLES.	278
16.5.-	PLAN DE SEGURIDAD, HIGIENE Y AMBIENTE (SHA).	279

CAPITULO 17.- ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

17.1.-	ESTABLECER ESTRUCTURA DE COSTO DEL PROYECTO.	284
17.2.-	PLAN DE DESEMBOLSOS	285
17.3.-	ANÁLISIS DE RIESGO Y ÁRBOLES DE DECISIÓN	286
17.3.1.-	SOPORTE A LA PREDICCIÓN DE PROBLEMAS POTENCIALES Y PLANES DE CONTINGENCIA	286
17.4.-	DIAGRAMA DE ARAÑA Y TORNADO	290
17.4.1.-	DIAGRAMA ARAÑA	292

17.4.2.-	DIAGRAMA TORNADO	293
17.5.-	COSTO DE GENERACIÓN DE POTENCIAL	294
	CONCLUSIONES	295
	RECOMENDACIONES	297
	LOGROS ALCANZADOS	298
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	299
	NOMENCLATURAS Y SÍMBOLOS	301
	GLOSARIO DE TÉRMINOS	305
	 APÉNDICES	
APÉNDICE A.-	INFORME TÉCNICO DE LA PROPUESTA DE PERFORACIÓN	312
APÉNDICE B.-	MÉTRICAS DE YACIMIENTOS Y DE POZO	368
APÉNDICE C.-	INFORMACIÓN DE POZOS VECINOS	391
APÉNDICE D.-	INFORME DIRECCIONAL Y DE COLISIÓN DEL POZO GF-159	400
APÉNDICE E.-	PROGRAMACIÓN DEL POZO GF-159 (PROJECT)	412
APÉNDICE F.-	COSTOS BASADOS EN ACTIVIDADES	417
APÉNDICE G.-	RESUMEN DE PERFORACIÓN POZO GF-159	427

Un proyecto se concibe como un proceso destinado a transformar o desarrollar una idea en un producto determinado, a partir de una secuencia ordenada de pasos.

La planificación dentro de un proyecto promueve acciones consistentes, integradas y definidas que ayudan a prever crisis y evitar errores, asegurando mediante acciones bien definidas y analizadas la economía del proyecto, suministrando bases para el control físico y financiero.

La ejecución de un proyecto involucra el desembolso de dinero y la integración de capital humano. Por lo que una adecuada planificación basada en una metodología confiable y probada aguas arriba del proyecto, garantizará su éxito.

La perforación de un pozo petrolero se puede considerar un proyecto de alta criticidad, debido a los esfuerzos económicos y humanos que son necesarios movilizar e integrar para su ejecución. Una mala planificación bastará para no alcanzar los objetivos propuestos.

La metodología Visualización, Conceptualización y Definición (VCD), surge como solución a la necesidad de involucrar todas las partes que intervienen dentro del proyecto, ya que permite bajo un esquema de trabajo detallado y eficiente, generar portafolios de proyectos con anticipación, garantizando el éxito volumétrico y mecánico de los pozos. Esta metodología nace considerando las mejores prácticas de las empresas de clase mundial, mediante un análisis comparativo que determinó la urgencia y relevancia que tiene la definición en la planificación de los proyectos.

En la fase de visualización se consideran las opciones que realmente podrían satisfacer las necesidades propuestas. La fase conceptualización analiza la factibilidad de cada una de las opciones visualizadas y genera una clasificación de acuerdo a su poder ser. Finalmente en la fase definición se diseña cada una de las estrategias y procedimientos que rigen el

proyecto, para ser ejecutado conforme al presupuesto asignado, obtenido en función de las fases anteriores.

Esta concepción permite a PDVSA asignar los recursos apropiados en el momento adecuado, basados en los requerimientos de más alta calidad. Así mismo bajo la metodología se pueden reconocer y descartar, los proyectos de perforación de pozos donde el nivel de definición no alcanza el mínimo requerido y su valor agregado no resulte atractivo, a partir de los indicadores económicos.

Dentro de esta perspectiva se desarrolló el programa de Construcción y Mantenimiento de un pozo a ser perforado en la localización CS-54, del campo Guafita, con el fin de incrementar el potencial de la Unidad de Explotación Apure, perteneciente al Distrito Sur de PDVSA-EPM, implementando la metodología VCD.

CAPITULO I.- PROYECTO.

1.1.- GENERALIDADES.

Todo proyecto consiste de un conjunto ordenado de acciones que tienden a realizar 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 ciertas 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 sistemas complejos, es decir, son entidades complejas compuestas por elementos físicos (materiales, maquinas, personas), y abstractos (datos, informes, notas, procedimientos).
- ✓ Los elementos que integran un proyecto están relacionados entre sí, estructurados de manera que el sistema constituye una unidad.
- ✓ 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 ciertos 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, 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 del mismo, ya sea enunciándolas explícitamente o dando características distintivas al proyecto.

En el siguiente esquema se pueden observar las partes involucradas en un proyecto:

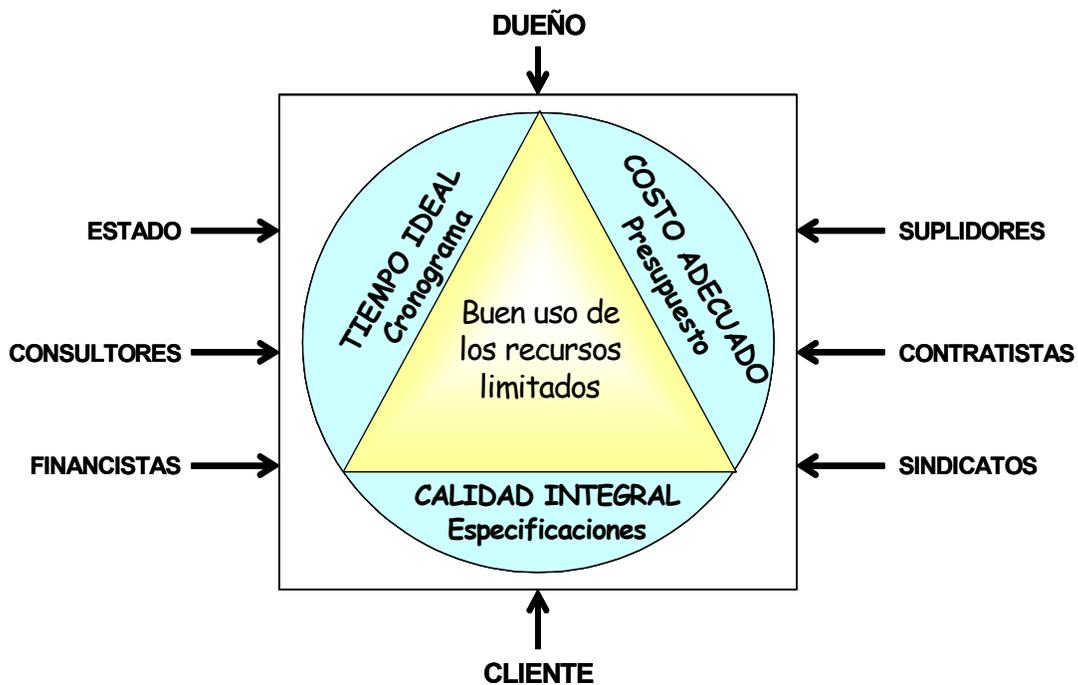


Figura 1.1 Partes de un Proyecto.

1.2.- ALCANCE DE UN PROYECTO.

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

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]

1.3.- 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 las estrategias de ejecución acordadas, con el fin de completar el proyecto en tiempo. ^[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.
- ✓ Establecer tiempo de inicialización y finalización.
- ✓ 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. ^[2]

1.3.1.- 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.
- ✓ Suministra las bases para el control físico y financiero.

1.3.2.- 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.

1.4.- FASES DE UN PROYECTO.

Un proyecto se divide en cuatro fases principales, las cuales se presentan en la gráfica de esfuerzo versus tiempo, mostrado en la figura 1.2, donde se observa el porcentaje de los recursos totales que se asignan en cada fase.^[2]

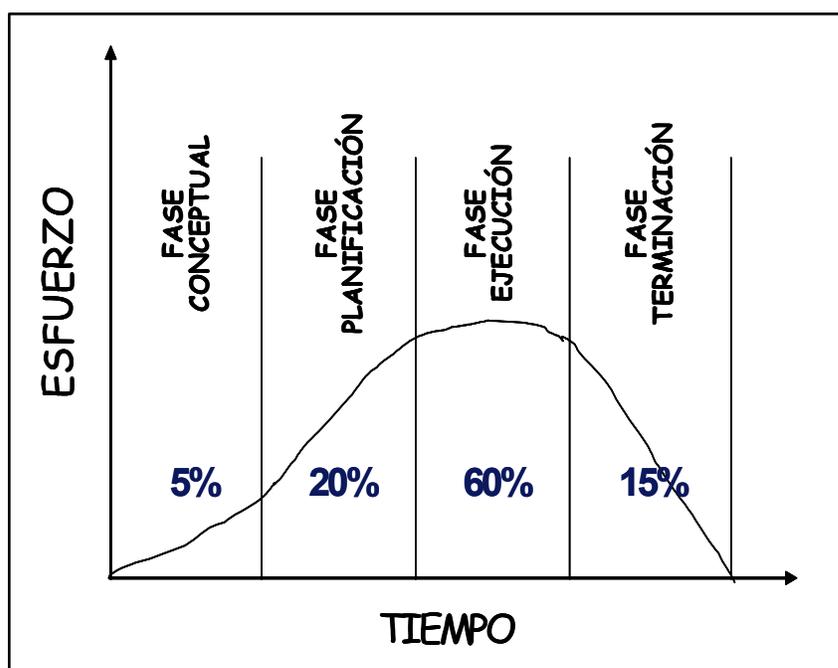


Figura 1.2. Esfuerzos vs. Tiempo.

1.4.1.- 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 de Proyecto. ^[2]

1.4.2.- 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]

1.4.3.- Fase Ejecución.

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

1.4.4.- 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, establecer las prioridades, ubicarlas en un espacio y tiempo determinado con la finalidad de ejecutar el proyecto, en el menor tiempo, costo óptimo y con la calidad requerida bajo un ambiente de trabajo seguro y armónico.

1.5.- 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 1.3.

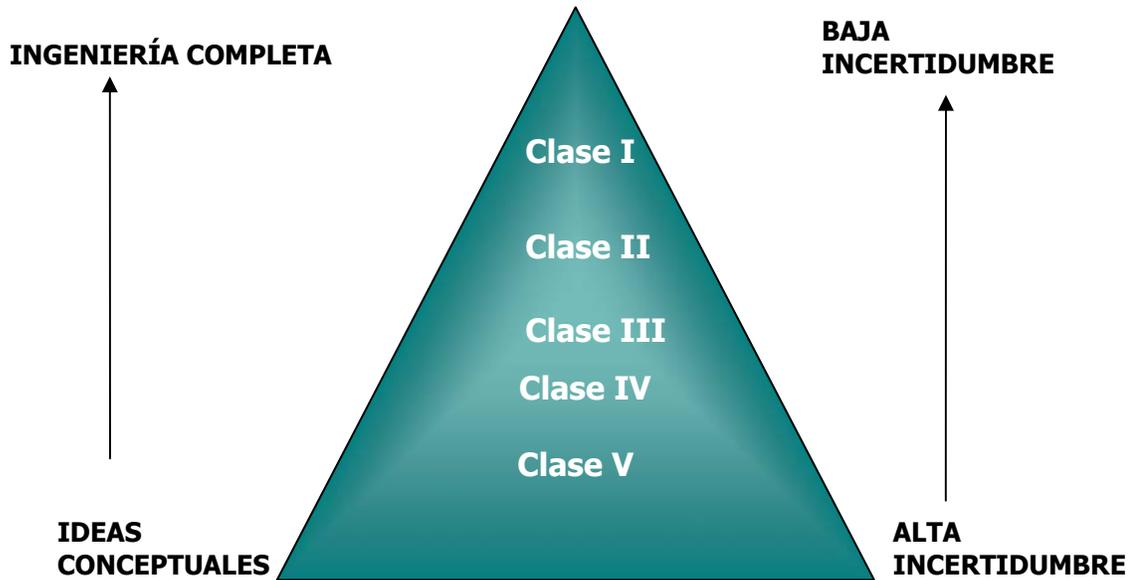


Figura 1.3.- Relación entre Estimados de Costos y Fases de un Proyecto

1.5.1.- 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, característica de los insumos y gráficos de producción preliminares.

Los procedimientos de estimación del costo clase V, se basa en datos históricos de costos que provienen de proyectos similares (extrapolación estadística), correlacionada por su capacidad y corregida por índices de precios, y factores de ubicación geográfica.

1.5.2.- Estimado de Costo Clase IV (Conceptual).

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

En la elaboración de este estimado de costo, se ha avanzado poco en el diseño, las experiencias del equipo del proyecto solo servirán para seleccionar las opciones que serán definidas en detalle durante la próxima fase. ^[3]

1.5.3.- 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]

1.5.4.- 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 Ing. de detalle y la construcción. ^[4]

1.5.5.- Estimado 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 1.4, relaciona las diferentes fases de un proyecto con sus respectivos estimados de costos.

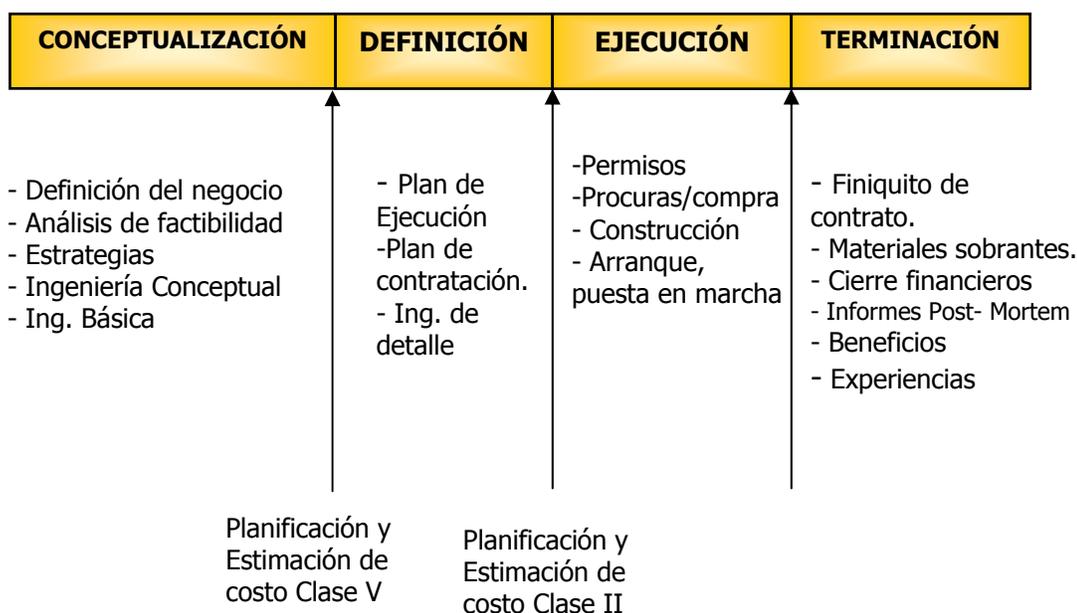


Figura 1.4. Ciclo de Vida de un Proyecto.

La evaluación del grado de definición o FEL "Front End Loading", es una revisión que permite verificar que cada una de las áreas de importancia del proyecto se han desarrollado a un cierto nivel, con el propósito de inferir que el proyecto ha sido definido lo suficiente, y por ende, determinar que su completación es viable en forma exitosa de acuerdo con el alcance y la planificación prevista. [3]

1.6.1.1.- Objetivos del FEL.

- ✓ Garantizar que las necesidades del negocio sean el principal conductor, para la inversión de capital.
- ✓ Asignar roles y responsabilidades a los miembros del equipo de los proyectos.
- ✓ Mejorar la productividad del capital invertido en los proyectos a través de la utilización de la mejor tecnología disponible.
- ✓ Minimizar los cambios durante la ejecución de los proyectos para reducir tiempo y costos, así como mejorar la calidad del producto final. ^[2]

CAPITULO II.- VCD.

VISUALIZACIÓN CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN DE PROYECTOS (VCD)

2.1.- GENERALIDADES.

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 Análisis" 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).

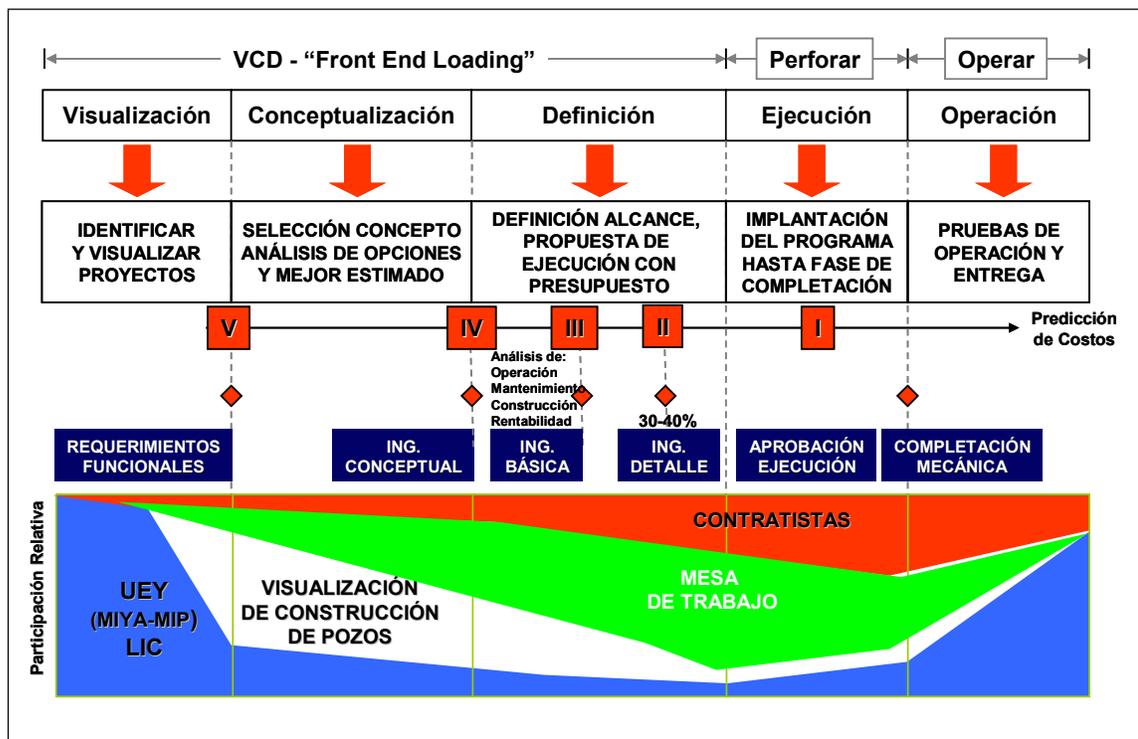


Figura 2.1.- Implantación del VCD

2.2.- ORGANIZACIÓN DEL VCD.

El VCD reside en los Centros de Excelencia y participa activamente en las salas MIYA y MIP. En estas salas donde se definen los proyectos de pozos a ser perforados y los pozos a ser rehabilitados, el Líder de VCD del Distrito tiene dos áreas de trabajo: el VCD-D que 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 (2) 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 (ver figura 2.3).

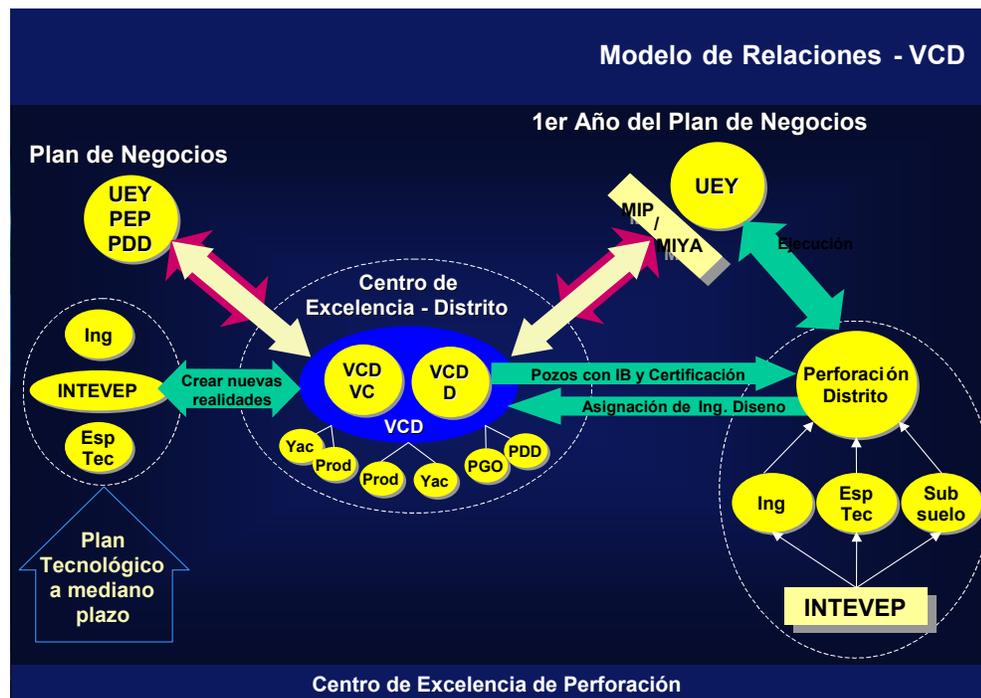


Figura 2.3.- Modelo de Relaciones VCD (1)

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. (ver figura 2.4).

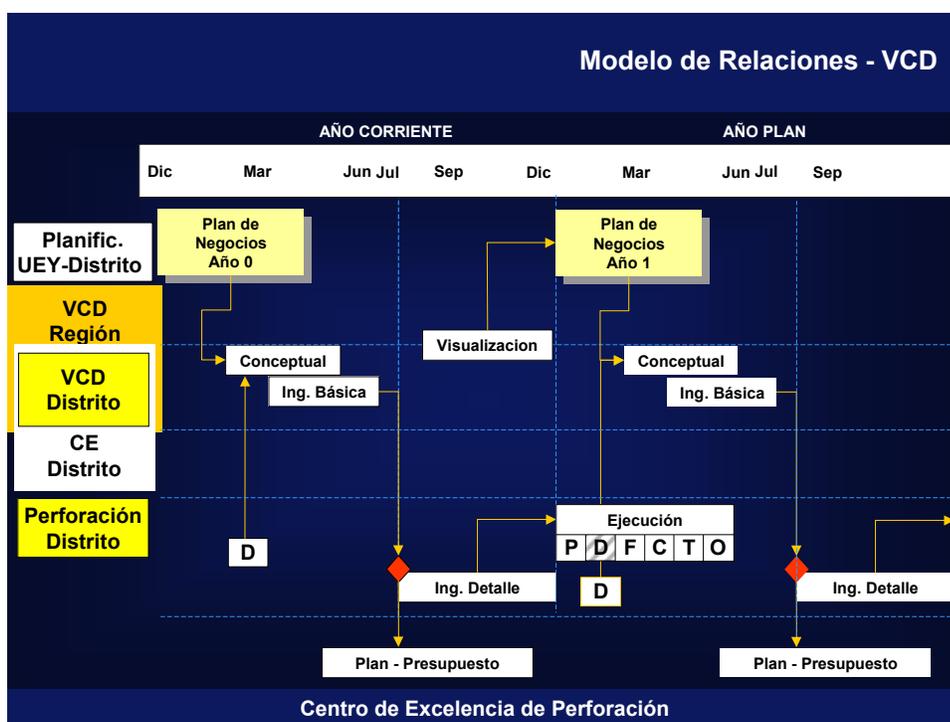


Figura 2.4.- Modelo de Relaciones-VCD (2)

CAPITULO III.- PEFORACIÓN DIRECCIONAL.

FUNDAMENTOS DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL.

3.1.- GENERALIDADES.

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.- APLICACIONES COMUNES DE LA PERFORACIÓN DIRECCIONAL.

- ✓ Localizaciones Inaccesibles: son aquellas áreas a perforar donde se encuentra algún tipo de instalación, edificación (parques, casas, etc.) o donde el terreno por sus condiciones naturales (lagunas ríos, montañas, etc.) hacen difícil su acceso en superficie, tales como: el área urbana de Cabimas, Tamare, la zona agrícola de Bachaquero y las playas de los yacimientos costaneros de la Costa Bolívar en el Estado Zulia. (ver figura 3.1)

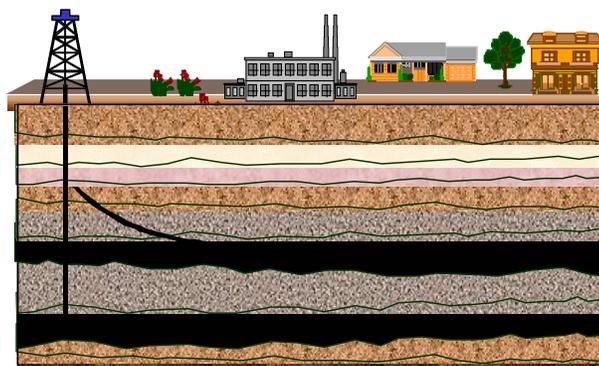


Figura 3.1.- Localización Inaccesible

- ✓ Mayor contacto con zonas productoras: Consiste en atravesar un yacimiento de varias arenas con un mismo pozo, caso cuando el yacimiento tiene alto buzamiento y esta dividido por capas impermeables. También se incluye la perforación horizontal en yacimientos de buzamiento bajo. (figura 3.2)

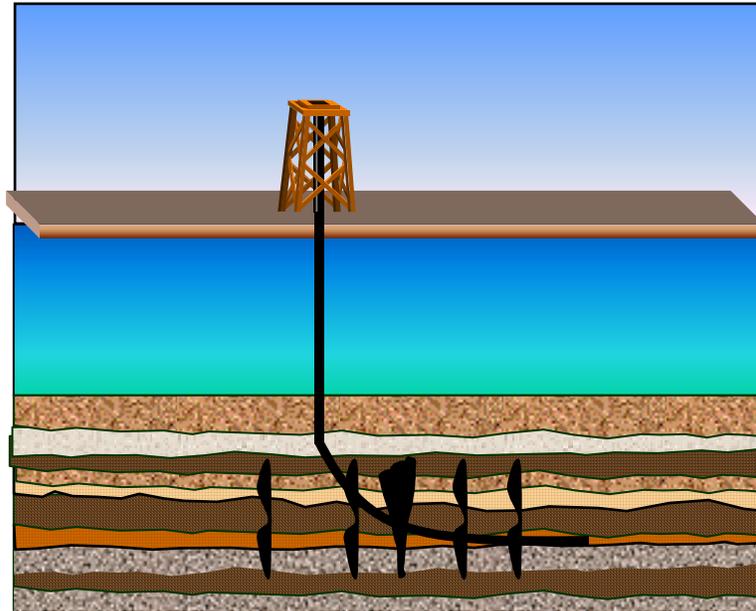


Figura 3.2.- Aumento de la sección productora

- ✓ Desviación de un Hoyo Perforado Originalmente: 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 relacionados a la producción tales como: producción de fluidos indeseables, arena, pescados y otros.

Además de estas aplicaciones, la perforación direccional es utilizada para la construcción de pozos multilaterales o los llamados pozos multibrazos, pozos en direcciones que eviten atravesar zonas de alto riesgo operacional, como bolsas de gas y domos de sal, incluso

para perforar pozos verticales menos desviados, es decir, con control estricto de su desviación.

3.3.- PLANIFICACIÓN ASOCIADA A POZOS DIRECCIONALES.

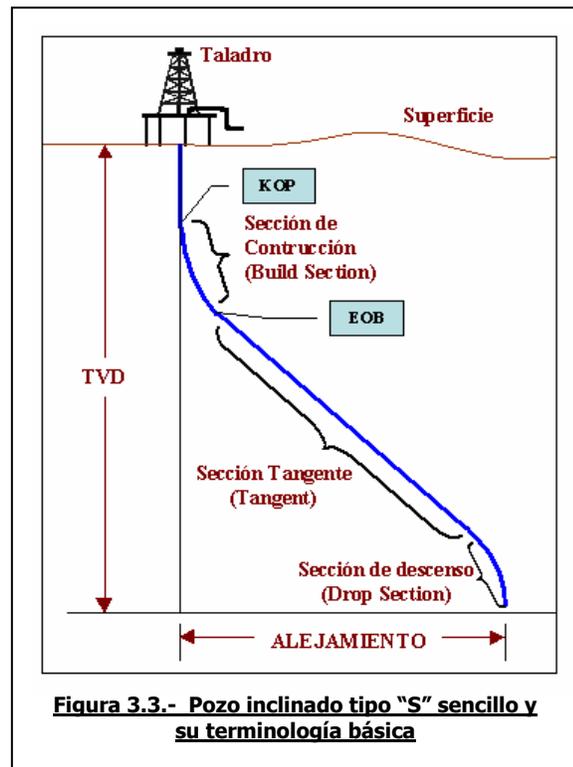
Lo primero que hay que establecer, es que hasta la perforación de un simple pozo vertical envuelve la participación de múltiples disciplinas.

Un observador puede pensar que la planificación de un pozo direccional requiere solo un poco de geometría adicional a los aspectos de diseño de un pozo convencional, sin embargo esto está lejos de la realidad, por el contrario casi todos estos aspectos de diseño de un pozo direccional están subordinados a las características del plan direccional. ^[5]

Hoy en día existen varios programas (software) que prestan asistencia técnica en el diseño del plan direccional. Sin embargo, la efectividad de éstos estará asociada a su aplicación, para lo cual se requiere un entendimiento pleno de los principios en los cuales se basan.

Las variables fundamentales que participan en el diseño de la trayectoria del pozo son: (1) La localización del punto de superficie, es decir, donde se ubicará el cabezal del pozo y (2), la localización del objetivo, es decir, donde se ubican los intervalos productores. Sin embargo, existen otras variables que también poseen un impacto significativo en el plan direccional elegido, ángulos máximos de inclinación para asegurar la estabilidad del hoyo, limitaciones para construcción del ángulo deseado, necesidades, facilidades de producción y tecnologías aplicables en la completación, etc.

A continuación se muestra un plan direccional que corresponde a un perfil de construcción/mantenimiento/caída de ángulo de construcción perteneciente a un pozo direccional tipo "S" sencillo. Como se muestra en la figura 3.3.



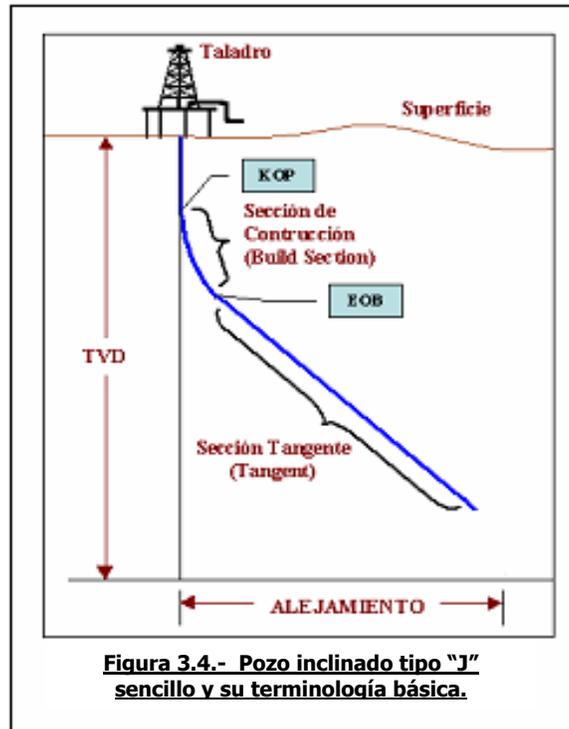
3.3.1.- Tipo Tangencial ("J").

La desviación deseada es obtenida a una profundidad relativamente llana y esta misma desviación inicial se mantiene constante hasta la profundidad total. Este tipo de desviación es aplicable a arenas de poca profundidad, donde el valor del ángulo de desviación no será muy grande y no se requiere revestimiento intermedio, hasta después de perforado el hoyo completo.

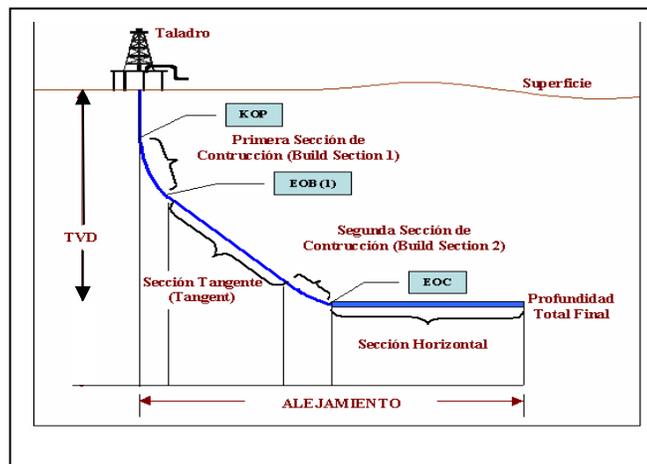
Este tipo de pozo direccional presenta muchas ventajas tales como:

- ✓ Configuración de curva sencilla a lo largo de un rumbo fijo.
- ✓ Ángulo de inclinación moderado.
- ✓ Generalmente punto de arranque somero.

Además, los pozos de este tipo por tener menor riesgo de pegamiento de tubería y por las características que tienen son aplicados con frecuencia con taladros convencionales, en operaciones de tierra y/o lago, tal como se muestra en la figura 3.4.



Adicionalmente en la figura 3.5. se muestra el mismo esquema para un pozo horizontal, aunque en éste caso corresponde a una secuencia de construcción / mantenimiento / construcción / mantenimiento de ángulo.



3.4.- FACTORES DE DISEÑO.

Los factores de completación y las consideraciones de drenaje del yacimiento (distancia entre pozos) son consideraciones 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. Se hace evidente que 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.

3.5.- 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 (Medición mientras se perfora), LWD (Corrida de registros mientras se perfora). 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. [5]

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

Al inicio de la década de los ochenta se medían 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 gama 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.

3.5.1.- MWD "Measurement While Drilling" (Medición mientras se perfora).

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, los Sensores Direccionales y el Sistema de Telemetría.

3.5.1.1.- Sistema de Poder.

El sistema de poder de una MWD está dividido en dos tipos; batería y turbina 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 al MWD mientras la circulación esta detenida. Estas son especialmente necesarias cuando la toma de registros se realiza mientras 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 está conectado a un alternador. La generación de energía por el alternador es inmediatamente usada por la MWD.

3.5.1.2.- 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 pulsos pueden ser negativos, positivos o de ondas continuas. El pulso negativo crea un pulso de presión expulsando una pequeña cantidad de lodo a alta presión desde el interior de la tubería de perforación hacia el anular. El pulso positivo se forma generando una restricción momentánea al flujo en la tubería de perforación. El sistema de ondas continuas crea un carril de frecuencia que es transmitido a través del lodo, codificando la data usando cambios de fases en el carril de transmisión. Este tipo de pulso es usado frecuentemente, debido a que la generación de pulsos negativos y positivos generalmente requiere una caída de presión considerable a través del BHA, los cuales reducen la capacidad de limpieza del fluido de perforación.

3.5.1.3.- 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.

3.5.2.- LWD “Logging While Drilling” (Corrida de registros mientras se perfora).

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 a su vez es inherente a las mediciones de los parámetros de la formación que se necesiten.

CAPITULO IV.- GEOMECÁNICA.

GEOMECÁNICA

4.1.- GENERALIDADES.

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 de mecánica 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.

4.2.- APLICACIONES GEOMECÁNICAS.^[6]

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, etc). 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.

4.3.- DEFORMACIÓN. ^[6]

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.

4.4.- ESFUERZOS. ^[6]

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.

- ✓ 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.

4.4.1.- Esfuerzos Geoestáticos. ^[6]

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

Un suelo resultará cada vez más compacto al aumentar la profundidad debido a la compresión originada por los esfuerzos geostáticos. 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 deba ocurrir una compresión horizontal apreciable.

4.4.2.- Esfuerzos Efectivos. ^[6]

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.

4.5.- COMPORTAMIENTO ESFUERZO-DEFORMACIÓN, MECANISMOS Y CRITERIOS DE FALLAS. ^[6]

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. 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 en la figura 4.1, en la cual cuatro regiones pueden ser clasificadas.

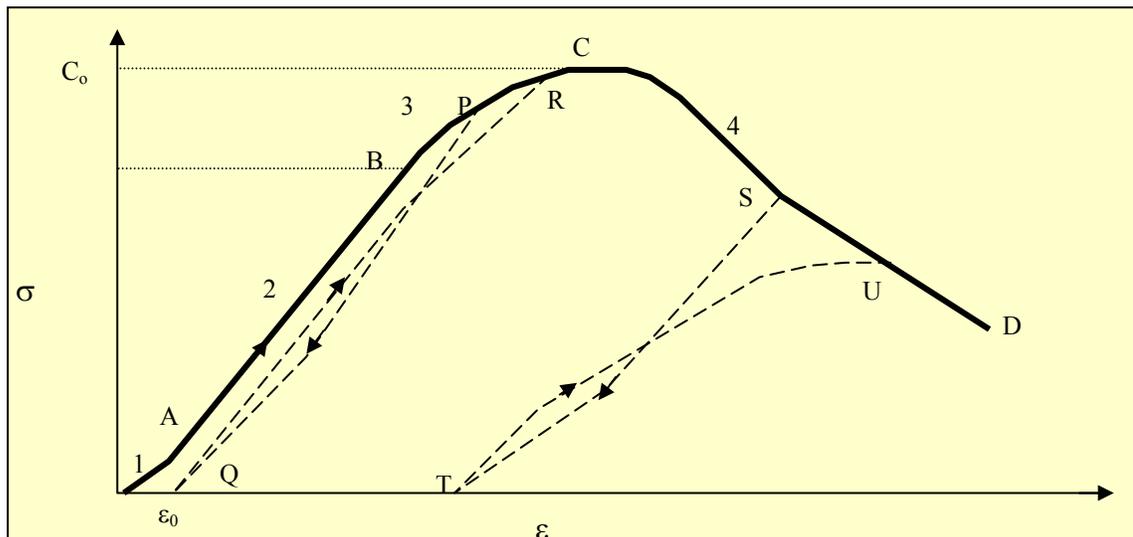


Figura 4.1.- Curva esfuerzo-deformación completa características para rocas

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. 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 más de 60° de la vertical, son fuentes potenciales de futuros problemas como el puenteo y el atascamiento de tubería. En contraste 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 repentina 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".

CAPITULO V.- CONTROL DE ARENA.

5.1.- FENÓMENO DE ARENAMIENTO.

El fenómeno de arenamiento tiene su origen cuando los esfuerzos desestabilizadores (esfuerzos de arrastre y gradientes de presión) son mayores que la resistencia mecánica de la formación. La teoría generalmente más aceptada para la producción de arena es la de que a medida que los fluidos fluyen a través del medio poroso, crean fuerzas de "dragado" a lo largo de la trayectoria recorrida por tales fluidos. Estas fuerzas actúan sobre el material cementante y dependiendo del grado de cementación intergranular, el grado de compactación, la fricción intergranular y la cohesión de los granos de la roca, los fluidos pueden arrastrar consigo cantidades considerables de estos granos, sueltos y friables.^[7]

Aunque la consolidación inicial de la formación haya sido fuerte, la aparición de la arena progresivamente puede convertirse en un problema serio. Esto puede suceder cuando el flujo de agua disuelva el material cementante (generalmente carbonatos o sílice), y también cuando disminuye la presión del yacimiento y se da lugar a la compactación, un esfuerzo cortante es producido sobre el material de cementación natural y los granos de arena lo cual causará la migración de los mismos. Este desprendimiento puede ser en la forma de granos individuales de arena que se producen continuamente o pedazos enteros de la formación.

5.2.- NATURALEZA DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.^[8]

Las condiciones que pueden originar la producción de arena y el estado en que probablemente se encuentre la formación por fuera de la tubería de revestimiento, una vez producida dicha arena, se determina con base en los factores que inciden en el inicio de la producción de arena. Estos factores deben describir tanto la naturaleza del material de la formación como las fuerzas que ocasionan la falla en la estructura de la misma.

En general, la resistencia a la compresión de una roca se encuentra determinada fundamentalmente por las fuerzas de fricción intergranulares, por lo que la resistencia de la roca se incrementará a medida que aumente el esfuerzo de confinación que se ejerza sobre la misma. Los esfuerzos que provocan la falla de la roca, en este caso, son el esfuerzo mecánico que se deriva del material de sobrecarga y las fuerzas de arrastre vinculadas al flujo de fluidos viscosos que circulan a través de la matriz de la roca. El esfuerzo de sobrecarga es sustentado parcialmente por la presión de poro de la roca. Por lo tanto, el esfuerzo que realmente actúa para ocasionar la falla de la roca es la diferencia entre el esfuerzo de sobrecarga y la presión de poro.

5.2.1.- Consolidación de la Formación.^[7]

La información sobre el tipo de formación que se completará y el conocimiento sobre la consolidación de las arenas que se están tratando es de trascendental importancia para seleccionar el tipo de tratamiento a realizar en el pozo y para garantizar la efectividad del mismo. Según el grado de consolidación que posean las arenas, se pueden clasificar de la siguiente manera:

- ✓ Arena muy poco consolidadas: En este tipo de formación el material cementante que mantiene unidos los granos de arena es escaso, por lo cual los granos son fácilmente suspendidos en hidrocarburos o agua. Esta formación de arena es altamente móvil y una gran cantidad de arena puede ser producida de ella o inyectada en ella sin ningún cambio aparente en las características de la formación.

- ✓ Arenas poco consolidadas con cementante débil: En este tipo de formación los granos de arena están en contacto uno con el otro, pero están cementados uno al otro muy débilmente. La fuerza de cohesión entre los granos presentes es baja y por lo tanto posee poca resistencia a las fuerzas de arrastre ejercidas por los fluidos producidos. Cuando se produce arena, los granos remanentes se redistribuyen y la consolidación disminuye.

- ✓ Arenas consolidadas: En este tipo de formación los granos de arena están generalmente muy bien consolidados y poseen alta resistencia a los esfuerzos a los cuales se somete la roca al iniciarse la producción. Pero, en ciertos casos, puede suceder que el material cementante no resista los esfuerzos de sobrecarga a los cuales es sometida la formación cuando los fluidos son producidos y la presión del yacimiento declina. Inicialmente la formación soporta los esfuerzos a los cuales se le somete con la producción y no se produce arena, pero al irse agotando las reservas y aumentar las tasas de producción el cemento de la roca cederá ante los esfuerzos a los cuales es sometido y la producción de arena comenzará.

5.3.- CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.¹⁸¹

Las causas para que ocurra el arenamiento de un pozo pueden ser múltiples, cada uno de los cuales depende de las condiciones o características particulares de un yacimiento. De la experiencia de campo se tiene que la producción de arena puede ocurrir por:

5.3.1.- Operaciones Tradicionales de Pozos.

La resistencia mecánica de la formación y los esfuerzos a los cuales es sometida la misma pueden ser afectados por las operaciones tradicionales de pozos. Esto se debe a que dichas operaciones pueden:

- a) Disminuir la resistencia mecánica de la formación.
- b) Aumentar las velocidades de los fluidos los cuales causarán esfuerzos de arrastre excesivos.

Las actividades que pueden causar problemas de arenamiento son perforación, cementación, cañoneo, tasas de bombeo (cambios en las tasas de bombeo: arranque y parada de pozos) y estimulación.

Las actividades de perforación causan daños a la resistencia mecánica de la formación los cuales son directamente proporcionales a la tasa de penetración de la mecha. Adicionalmente los fluidos de perforación también pueden causar daños debido a pesos demasiados altos que causan un rompimiento mecánico de la formación (fractura hidráulica no planificada) y problemas de invasión del lodo, causando daños de formación en las inmediaciones del pozo que reduce la permeabilidad.

El daño de formación crea una costra de permeabilidad reducida en la vecindad del pozo y esto a su vez causa una caída de presión adicional en las inmediaciones del mismo. Este gradiente de presión adicional cercano al pozo causa una concentración de esfuerzos de corte en la matriz geológica y si estos esfuerzos son mayores que la resistencia mecánica de la formación entonces habrá un colapso del esqueleto mineral de la misma.

Al tener un valor de daño de formación alto en las inmediaciones del pozo, el fluido ejercerá una mayor presión sobre el esqueleto mineral de la formación ya que la capacidad de flujo está limitada. Por lo tanto, muchos de los factores que causan daños de formación también afectan negativamente el problema de arenamiento. Sin embargo, si se logra reducir el daño de formación no solo se mejorará el problema de arenamiento, sino que se podrá producir más petróleo.

Las operaciones de perforación que pueden ser causantes del daño de formación son las que involucran fluidos de perforación y completación. La invasión y migración de sólidos puede causar daño ya que ciertos tamaños de las partículas en suspensión dentro de los fluidos de perforación y/o completación pueden taponar los poros existentes entre los granos minerales causando una disminución de la permeabilidad de la formación en las inmediaciones del pozo.

El problema de invasión de filtrado puede ser minimizado si se logra una mayor compatibilidad de los fluidos de perforación y completación con la roca y fluidos del yacimiento.

Aunque la perforación siempre va a causar algún daño a la formación, se deben modificar las operaciones para minimizar dichos daños (perforación bajo balance).

Las actividades de cementación también pueden fomentar problemas de arenamiento ya que si se dejan canales entre la formación y el revestidor, éstos se volverán canales preferenciales de flujo donde las velocidades serán excesivas, causando una mayor fuerza de arrastre que puede desprender los granos de la matriz de la roca y por lo tanto la producción de arena de formación.

Las actividades de cañoneo deben ser planificadas y ejecutadas para producir cavidades estables a largo plazo. Los parámetros de diseño de las perforaciones tales como: diámetro, longitud o penetración, densidad, ángulo de fase y presiones de desbalance, deberán ser especificados en función de las propiedades mecánicas de la formación.

Es recomendable en formaciones micólicas realizar perforaciones donde el área de flujo sea lo suficientemente grande para evitar el arenamiento. Esto se explica en el hecho de que al existir un área de flujo restringida se crea un diferencial de presión adicional en las cercanías del pozo lo cual crea turbulencia en el flujo de los fluidos producidos, además se incrementa la velocidad de flujo aumentando la capacidad de arrastre, debido a estos procesos los granos de arena de la formación estarán sometidos a mayores esfuerzos y se desprenderán más fácilmente. Si se observa la fórmula Darcy para Flujo Radial, se puede observar la proporcionalidad directa que existe entre el gradiente de presión y la tasa de producción, si aumenta el diferencial de presión a la cual se produce el pozo, la tasa aumentará y por ende la velocidad de flujo de los fluidos producidos será mayor.

El área de flujo a los cuales serán sometidos los fluidos que se producirán de la formación depende tanto de la densidad del cañoneo (cantidad de Tiros Por Pie) y el diámetro de cada orificio producido por cada disparo.

La densidad de cañoneo reviste importancia en cuanto al control de arena ya que si la cantidad de tiros por pie es muy pequeña, el área de flujo es muy restringida, lo cual

aumenta la turbulencia y la velocidad de flujo, por lo tanto aumentan los esfuerzos de arrastre de los fluidos y se arenará el pozo con mayor rapidez. Las experiencias en campo reflejan que lo más recomendable en formaciones eocénicas es una densidad de cañoneo de 4 TPP a 8 TPP, y las miocénicas de 10 TPP a 20 TPP.

En cuanto al diámetro del orificio en formaciones eocénicas se recomienda que sean de 0,2" a 0,5" y en formaciones miocénicas se utilizan los llamados "Big Hole", los cuales son orificios de 0,6" a 1" de diámetro.

Las actividades de producción quizás sean las más perjudiciales desde el punto de vista de arenamiento. Cuando un pozo es sometido a un aumento no controlado de la producción, se puede inducir a un problema de arenamiento, al aumentar las fuerzas de arrastre de los fluidos en la formación. Este problema se agrava cuando se someten pozos a variaciones bruscas de tasas de flujo en cortos períodos de tiempo debido a la apertura y cierre del pozo (por cambios no justificados de reductores), esto incide directamente en los esfuerzos de corte, tensión y erosión que se generan en la matriz de la roca cercana a las paredes del hoyo, estos pozos generalmente tienden a convertirse en pozos productores de arenas.

5.3.2.- Fuerzas de Arrastre, de Corte y Viscosas.^[8]

Estas fuerzas provocan el movimiento de los granos de arena y es causada por los fluidos producidos del yacimiento. La fuerza de fricción aumenta significativamente cuando existe un aumento progresivo de la saturación de agua. Esto se debe a la disminución de la permeabilidad relativa al hidrocarburo, lo que ocasiona un alto gradiente de presión sobre la cara de la arena o alrededor de la cavidad de una perforación. La fricción se hace más crítica si el pozo presenta alto potencial de producción y baja densidad de cañoneo. Peor aún si se experimenta con cambios bruscos en la tasa de producción, ya que esto incide directamente en los esfuerzos de corte, tensión y erosión que se generan en la matriz de la roca cercana a las paredes del hoyo.

5.3.3.- Disminución de la Presión de Yacimiento.

Como consecuencia de la disminución de presión del yacimiento a medida que los fluidos son producidos, las fuerzas de compactación actúan perturbando de esta manera la estabilidad de la cementación natural entre los granos de arena. Cuando la sobrecarga ejercida por las capas suprayacentes a la formación supere la resistencia de la roca y la presión de poro, el material cementante cederá ante estos esfuerzos y la roca se compactará, lo cual incrementa los esfuerzos de arrastre que los fluidos ejercen contra los granos de arena y al estos poseer un cemento frágil, fluirán con mayor facilidad incrementando la migración.

5.4.- EFECTOS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA. ^[7]

La producción de arena causa efectos perjudiciales tanto en las cercanías del pozo en el fondo del hoyo, como en los equipos de producción y de superficie. Ciertamente existen casos en los cuales la producción de arena está dentro de los límites manejables y se han realizado estudios de modelaje, con el fin de analizar la posibilidad de producir arena de manera controlada para obtener una máxima productividad en los pozos. Pero en la mayoría de los casos, ya sea a corto, mediano o largo plazo, el arenamiento traerá consecuencias severas que afectarán directamente la vida productiva del pozo, dichas consecuencias se explican a continuación:

5.4.1.- Acumulación de Arena en el Fondo del Pozo.

Cuando la tasa de producción es baja, la velocidad con la cual se mueven los fluidos en el yacimiento probablemente no tendrá la suficiente fuerza como para arrastrar los granos de arena desde el fondo del pozo hasta la superficie, por lo cual los mismos decantarán por efecto de su propio peso. Este efecto causará la acumulación de granos de arena en el fondo del pozo (en pozos verticales) o en la tubería de producción (en pozos horizontales). En ambos casos la producción del pozo disminuirá progresivamente hasta detenerse cuando el intervalo productor quede completamente cubierto de arena o la

tubería eductora quede obstruida totalmente. En situaciones como esta, se requiere adoptar medidas correctivas para limpiar el pozo y restablecer la producción, estos trabajos pueden ser realizados con guaya o con tubería continua "coiled tubing". Cuando la producción de arena es continua, es probable que las operaciones de limpieza deban realizarse rutinariamente, lo cual se traducirá en pérdidas de producción y mayores costos de mantenimiento del pozo.

5.4.2.- Colapso de la Formación.

Cuando se produce arena a altas tasas o por un largo periodo de tiempo, se pueden extraer volúmenes significativos de arena de la formación, lo cual se incrementará a medida que se avance en la producción. Esto creará un vacío en la formación en los lugares de donde se desprenden los granos de arena, si el vacío es muy grande el material cementante puede no soportar los esfuerzos a los cuales es sometido por las capas suprayacentes y por lo tanto existirá un colapso de la formación. Cuando esto ocurre la permeabilidad del medio poroso disminuye y se incrementa la caída de presión a través de la formación cercana al pozo para una tasa de flujo dada.

5.5.- CONTROL DE ARENA.^[8]

Se entiende cómo control de arena a todos aquellos métodos o técnicas aplicadas en un pozo para eliminar o reducir la producción de arena en el mismo. El control de arena se considera efectivo cuando el mismo no restringe la productividad del pozo y es lo suficientemente longevo como para que sea rentable. La duración del tratamiento en términos de su vida útil reviste una mayor importancia en operaciones costa afuera donde los costos se incrementan considerablemente.

La experiencia ha demostrado que es más difícil controlar el arenamiento una vez que la formación ha producido la arena. Por lo tanto es recomendable realizar el tratamiento a la formación que según las estimaciones se cree que va a producir arena antes de colocar el pozo en producción.

5.5.1.- Principios Básicos para el Control de Arena. ^[7]

5.5.1.1.- Puenteo Mecánico.

Este método deberá cumplir con dos objetivos básicos que son: los implementos a utilizar deberán actuar como filtros que retengan la arena y permitan el paso de fluidos y que a la vez soporten mecánicamente la formación. Para ello se requiere del conocimiento del tamaño del grano de arena que constituye la formación. Esto se logra mediante un análisis de tamiz, hecho a una muestra representativa de arena de formación, obtenida preferencialmente a partir de un núcleo o en su defecto de las muestras de pared o las obtenidas de reflujos o lavado de las perforaciones. Una vez caracterizado el tipo de arena, se procederá a utilizar, dependiendo cual sea el caso, los implementos que permitan separar fluidos y sólidos, tales como: forros ranurados con o sin empaques, forros pre-empacados, entre otros.

5.5.1.2.- Consolidación "IN SITU".

La consolidación IN SITU de la arena de formación fue introducida alrededor de 1945. Generalmente esta técnica consiste en la inyección de un plástico, a la formación, que cubre los granos de arena y se endurece para formar un segundo agente de aglutinamiento. La permeabilidad se retiene por medio de la contracción del plástico, la inyección de fluidos por la separación de la resina y el fluido conductor, creando un área de drenaje estable.

5.5.2.- Métodos de Control de Arena. ^[7]

5.5.2.1.- Método Químico.

Los problemas de producción de arena generalmente ocurren en formaciones naturalmente no consolidadas o con un material cementante débil, por lo cual se

consideró la consolidación artificial como una técnica para el control de arena.

Los métodos comerciales de consolidación existen desde 1940, y consisten básicamente en la inyección de soluciones plásticas y resinas a la formación, las cuales cubren los granos de arena y al secarse se endurecen formando un segundo agente cementante. La permeabilidad de la formación se mantiene, debido a que la resina se encoge al secarse, lo cual garantiza mantener la permeabilidad necesaria para garantizar la productividad del pozo. Las consolidaciones químicas son más costosas que el empaque con grava y son generalmente aplicados a intervalos cortos y en zonas donde sea necesario garantizar el diámetro interno máximo del pozo para garantizar su productividad. De ser exitoso el empleo de esta técnica, el aumento en la resistencia a la compresión de la formación será suficiente para soportar las fuerzas de arrastre mientras se continúa produciendo a las tasas deseadas.

5.5.2.2.- Métodos Mecánicos.

Los métodos mecánicos de control de arena previenen la producción de arena de formación con el puenteo de la arena utilizando mallas en el fondo del pozo, camisas o liners ranurados y empaques de grava, los cuales proporcionan un filtro que separa fluidos y sólidos y que soportan mecánicamente la formación.

La formación de puentes es la habilidad que tienen los granos de arena para acumularse frente a materiales porosos (grava) u orificios, de tal manera que permiten el paso de fluidos únicamente a través de los espacios interconectados. Inicialmente se retienen los granos de mayor tamaño y luego los más pequeños en orden sucesivo, constituyendo una especie de barrera que impide la producción de arena.

El principio de los métodos mecánicos de control de arena, es el puenteo de los granos de mayor diámetro en las ranuras de los liners o de las rejillas y/o en los empaques de grava, si éstos están presentes. Estos a su vez son utilizados para retener los granos más pequeños de la formación. El calibre de las ranuras de los liners y la grava a ser utilizada

deben ser seleccionadas cuidadosamente para asegurarse de que la arena de formación será retenida por los mismos. Diversos autores han recomendado que el calibre de la ranura y el tamaño de la grava requerida para el puenteo de las arenas de formación, deben ser seleccionados a partir del análisis de una muestra representativa de la arena de formación.

5.5.3.- Empaque con Grava:

El principio del empaque con grava es el de colocar arena gruesa o grava de un tamaño apropiado, frente a la formación productora, para prevenir y evitar el movimiento de los granos de arena que arrastran consigo los fluidos que entran al pozo y de esta manera obtener una producción libre de arena. La grava que se le inyecta al pozo será retenida por una tubería ranurada, la cual será diseñada, al igual que la grava del empaque, de manera de garantizar la retención de la arena de formación sin afectar la productividad del pozo.

El éxito de un empaque de grava depende de la selección correcta del tamaño de grava y la su colocación apropiada alrededor de la tubería ranurada o rejilla. Si el tamaño de la grava a emplearse no es seleccionado correctamente, la arena de formación no será controlada y migrará hacia el pozo. El empaque con grava debe ser colocado completamente alrededor de la rejilla ya que posibles cavidades presentes en el empaquetamiento permitirán la migración y producción de las arenas de formación. El empaque debe ser colocado sin causar reducción en la permeabilidad, asegurando así una máxima productividad.

5.5.3.1.- Tipos de Empaque con Grava.

5.5.3.1.1.- Empaque con grava a hoyo desnudo.

En este tipo de completación, el revestidor se coloca en el tope del intervalo productor. El horizonte productor es perforado con lodo. Después del perfilaje eléctrico, el lodo se

cambia por un fluido que no dañe la formación, preferiblemente libre de sólidos. Se perfora el hoyo hasta la profundidad final y se amplía (con una herramienta especial) utilizando uno de estos fluidos.

Posteriormente se baja un forro ranurado y la sarta de empaque con grava. Se prueban las líneas de bombeo y la tubería de manera de verificar que no existan fugas. Posteriormente se realiza una circulación de tubería a revestimiento y viceversa para asegurar que no existen obstrucciones al flujo. Esta circulación se realiza con fluido que no dañe la formación. Se inicia el bombeo continuo de la mezcla fluido/grava, la cual se realiza en superficie en un mezclador especial previo al bombeo. La grava se bombea por la tubería, mezclada con el fluido de empaque limpio y al llegar a la herramienta de cruce la mezcla es desviada hacia el espacio anular forro – hoyo ampliado, donde la grava es depositada formando el empaque deseado y el fluido de empaque asciende por la tubería de lavar y el “tubing” hasta la superficie, desde donde inicia nuevamente el ciclo de circulación. Una vez que todas las ranuras de la rejilla han sido rodeadas por el empaque de grava, la presión de bombeo en la superficie se incrementa sostenidamente, lo cual es señal de que el pozo ya ha sido empacado, en este momento se detiene el bombeo de grava y se procede a desplazar con fluido limpio hasta alcanzar la presión de empaque (generalmente de 1000 a 1500 Lppc), posteriormente se circula en reverso para sacar el exceso de grava que queda dentro de la tubería de trabajo y se vuelve a probar el empaque hasta la presión máxima, se saca la herramienta de asentamiento junto con los tubos lavadores y la herramienta de cruce y en este momento se da por concluida la operación, para posteriormente bajar el equipo de completación del pozo.

En superficie antes de bajar el equipo se deben revisar las dimensiones del colgador y la herramienta de asentamiento a insertar en el hoyo, además de que se deben verificar las características del forro ranurado, calibrar las ranuras de los mismos a fin de verificar la uniformidad, para garantizar la efectividad del empaque. La herramienta de cruce debe probarse en superficie, comprobando el paso de fluidos en ambas direcciones. El equipo de empaque no debe bajarse rápido para evitar un exceso de fricción en las gomas del

colgador que puedan dañar las mismas y evitar el riesgo de que al llegar a la profundidad deseada las gomas no asienten.

5.5.3.1.2.- Empaque con grava a hoyo entubado.

La operación de empaque en un hoyo revestido se realiza de manera similar a la de hoyo desnudo, pero difiere en que en vez de ampliar el hoyo de la zona productora, se debe cañonear el mismo, para que exista comunicación entre el yacimiento y el pozo, para posteriormente proceder a realizar el empaque.

5.5.4.- Diseño de la Arena del Empaque con Grava.^[7]

El método más usado para el control de arena es una camisa ranurada rodeada por un empaque con grava. La camisa provee el camino libre al fluido producido de la zona productora mientras se retiene la grava. La grava es el principal componente de éste método; se diseña para detener cualquier migración de arena de la formación combinando una acción de soporte mecánico (para resistencia) con la teoría de puenteo (para productividad). Las publicaciones de Coberly, Gumpertz, Hill, Schwartz, Saucier y otros, ejemplifican diversas técnicas que permiten seleccionar el tamaño adecuado de arena de empaque con grava para controlar la producción de arena de formación.

La técnica que más se emplea en la actualidad fue desarrollada por Saucier (método también denominado de máxima productividad). El trabajo de Saucier parte de la premisa básica de que el control óptimo de arena se logra cuando el tamaño medio de los granos del empaque con grava es no más de seis veces mayor que el tamaño medio de granos de la arena de formación. Saucier estableció esta relación en una serie de experimentos con flujos a través de núcleos. En estos trabajos, la mitad del núcleo estaba constituido por arena de empaque con grava y la otra mitad era arena de formación, la razón entre tamaño medio de los granos de arena de empaque con grava y tamaño medio de los granos de arena de formación se modificó a lo largo de un rango comprendido entre dos y diez para determinar donde se lograba el control óptimo de arena. Estudios

experimentales le llevaron al descubrimiento del parámetro D, denominado relación de diámetros, el cual se define por:

$$D = D_{p50} / D_{f50} \quad \text{Ecuación 5.1}$$

Donde:

D_{p50}: Es el tamaño promedio de grava (punto 50 percentil).

D_{f50}: Es el tamaño promedio de la arena de formación (punto 50 percentil).

D: Relación de diámetro.

Posteriormente la relación de diámetros fue correlacionada empíricamente con la permeabilidad del empaque y se encontró que una relación de cuatro (4) a seis (6), es el valor óptimo para controlar efectivamente la invasión de arena mientras se retiene la máxima permeabilidad.

$$D_{p50} = D * D_{f50} \quad \text{Ecuación 5.2}$$

Donde se escoge un D entre cuatro (4) y seis (6).

Una vez que D_{p50} ha sido calculado, el grado requerido de grava es seleccionado en una tabla donde se clasifican los tamaños de grava buscando el valor más aproximado de D_{p50} en la misma. El hecho de que se pueda escoger cualquier valor entre cuatro y seis le da a esta técnica cierta flexibilidad. Calculando los valores de D_{p50} correspondientes a D=4 y D=6, se determinan los límites promedios superior e inferior de la grava. Muchos de los tamaños comerciales caerán dentro de este rango. Por lo tanto el responsable del diseño debe adecuarse a los tamaños disponibles en el mercado para poder obtener un empaque eficiente a un costo mínimo.

Existe otro método muy usado en el diseño de los empaques con grava el cual es el propuesto por Schwartz, el cual se explica a continuación paso por paso:

1. Inicialmente se debe obtener una muestra representativa de la arena de formación y tamizarla, determinando el porcentaje de peso retenido en cada malla.
2. Estos valores obtenidos se grafican en papel semi-log de 3 ciclos, en donde se representará el porcentaje de material retenido acumulado contra la abertura de la malla.
3. De la gráfica se deben obtener los valores correspondientes a los valores del tamaño de la arena para distintos porcentajes retenidos acumulados, los cuales son: D10, D40, D70 Y D90.
4. Determinar el coeficiente de uniformidad C:

$$C = D40 / D90 \qquad \text{Ecuación 5.3}$$

Donde:

C: Coeficiente de uniformidad.

D40: Tamaño de arena al registrar 40 % de arena retenida acumulada.

D90: Tamaño de arena al registrar 90 % de arena retenida acumulada.

Según Schwartz se pueden presentar tres escenarios distintos:

- ✓ Si $C < 5$ y $V < 0.05$ ft/sec, entonces la arena es uniforme y el punto de diseño a utilizar es D10.
- ✓ Si $C < 5$ y/o $V > 0.05$ ft/sec, entonces la arena no es uniforme y el punto de diseño a utilizar es D40.
- ✓ Si $C > 10$ y $V > 0.1$ ft/sec, entonces la arena es totalmente no uniforme y el punto de diseño a utilizar es D70.

5. Para determinar la velocidad se utiliza la siguiente formula:

$$V = Q / (0.5 * A) \qquad \text{Ecuación 5.4}$$

Donde:

V: Velocidad de flujo a través de las ranuras (ft/sec).

Q: Tasa de producción esperada (ft³/sec).

A: Sumatoria del área expuesta al flujo (ft²).

6. Para diseñar el tamaño crítico de la grava se utiliza:

$$D_{cg} = 6 * D_{ca} \qquad \text{Ecuación 5.5}$$

Donde:

D_{cg}: Tamaño crítico de la grava.

D_{ca}: Tamaño crítico de la arena correspondiente a D₁₀, D₄₀ ó D₇₀ dependiendo de las consideraciones del paso 4.

7. De acuerdo a Schwartz, el coeficiente de uniformidad para la grava (C_g) es de 1,5. Entonces para un valor dado de D₄₀, se puede obtener un valor de D₉₀ (Eq. 5.1). De esta manera se obtiene la recta de uniformidad de la grava.

8. Se gráfica el punto correspondiente al tamaño crítico de grava obtenido (D_{cg}), y se traza una paralela a la recta de uniformidad por dicho punto, determinándose gráficamente D_{0g} y D_{100g}. Estos valores corresponden al rango de tamaño de la grava a utilizar en el empaque.

9. Con los valores obtenidos en el paso anterior, utilizando la tabla respectiva, se determina el tamaño de la grava en la escala U.S. Mesh o Tyler.

10. El ancho de la ranura o de la camisa se toma como el valor correspondiente a D100g o 2/3 de D100g.

Después de diseñar la grava, la malla localizada dentro del empaque debe ser seleccionada. La malla cumple dos funciones muy importantes, aparte de proporcionar un camino libre al flujo de fluidos dentro del pozo esta debe evitar la migración de la grava, reteniéndola en su totalidad. Como un factor de seguridad adicional, las ranuras de la malla son calibradas entre 1/2 y 3/4 del tamaño más pequeño de la grava del empaque.

La tabla que se muestra a continuación contiene información acerca de los tamaños de arena para empaque con grava disponibles en el mercado.

Tabla 5.1.- Tamaño de Grava Comercial más usada.

Tamaños de Gravas Comerciales (mas usados)	
Tamaño de Grava (U.S. Mesh)	Rango de Tamaños (pulgadas)
8/12	0.094 – 0.066
10/16	0.079 – 0.047
12/20	0.066 – 0.033
16/30	0.047 – 0.023
20/40	0.033 – 0.017
40/70	0.017 – 0.0098

5.5.5.- Fluido de Empaque de Grava. ^[8]

Los fluidos que se utilizan para el empaque con grava pueden ser de base agua o aceite. Los fluidos de base de agua son por lo general los preferidos, y se consideran más flexibles que los sistemas de base de aceite. Por esta razón, los fluidos de base agua son los más utilizados. El crudo continúa siendo una alternativa válida en formaciones extremadamente sensibles el agua. Cuando se requieren fluidos de baja densidad, pueden emplearse emulsiones y espumas.

5.5.6.- Arena de Formación – Muestreo y Análisis.^[7]

Obtener una muestra representativa de la arena de formación es una necesidad para la aplicación de una técnica efectiva de control de arena, de manera de realizar la selección adecuada del calibre de la ranura de las tuberías y el tamaño de grava a utilizarse para el empaque. El análisis de la arena se realiza tamizando la misma y obteniendo las muestras que quedan en las mallas de los tamices por los cuales se hace pasar la arena de la formación.

El tamizado actual de una muestra es un procedimiento simple, una vez que la muestra es obtenida. La muestra es pesada y colocada en un tamiz que es puesto en un vibrador electrónico o vibrado manualmente, y de ese modo se obtendrá la caída de los diversos tamaños de arena a través de los diferentes tamices utilizados. La separación de los diversos tamaños de granos de arenas presentes en la muestra es posible con una serie de tamices de mayor a menor tamaño, de arriba hacia abajo, lo que significa tamices de mayor apertura en la parte superior y de menor en la parte inferior. Luego del vibrado, el material retenido en cada tamiz será pesado. Este peso será el peso del tamiz más el peso de la arena correspondiente a ese tamaño de cedazo. Luego de haber realizado esta operación en todos los tamices utilizados, se obtendrá el porcentaje correspondiente a cada tamiz y de allí se obtendrá el tamaño de grava a utilizarse proveniente de una tabla estandarizada (por ejemplo: U.S. mesh).

La toma de núcleos en formaciones no consolidadas siempre ha requerido de equipo especializado. Los métodos tradicionales de toma de núcleos fueron desarrollados para arenas consolidadas donde el núcleo recobrado tiene una cierta integridad física (solidez) lo cual facilita su captura y minimiza su perturbación.

La utilización de técnicas inadecuadas de muestreo de arena de formación puede traducirse en empaques con grava que fallen debido al taponamiento de los mismos o a la producción de arena. Como el tamaño de la arena de formación reviste tanta importancia, la técnica empleada para obtener una muestra de formación resulta también importante.

Conociendo las distintas técnicas de muestreo, es posible efectuar compensaciones al seleccionar el tamaño de la arena del empaque con grava, si es necesario.

CAPITULO VI.-DISEÑO DE REVESTIDORES.

6.1.- DEFINICIÓN Y FUNCIÓN DE LOS REVESTIDORES.

6.1.1.- 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. ^[9]

6.1.2.- 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:

6.1.2.1.- 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. ^[9]

6.1.2.2.- 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. [9]

6.1.2.3.- 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. [10]

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

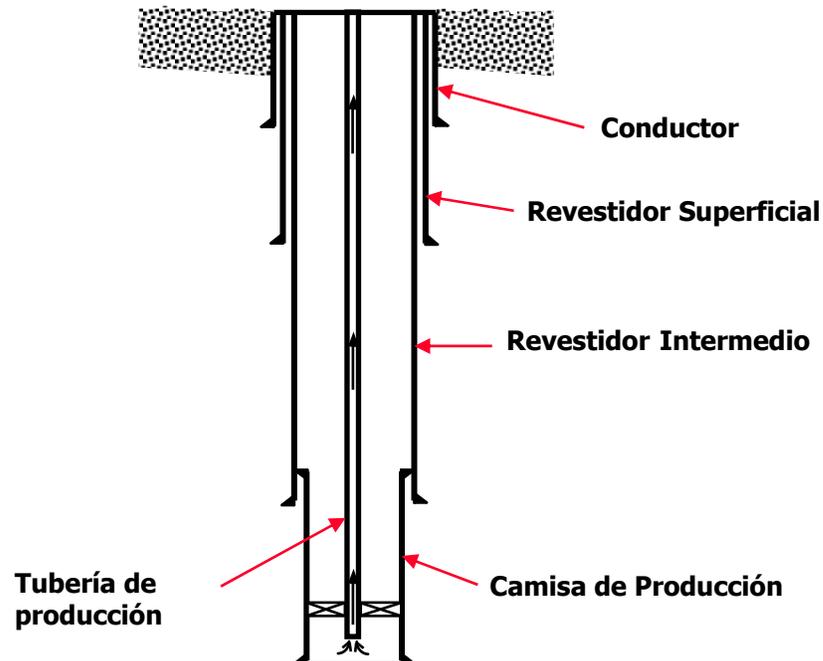


Figura 6.1.- Tipos de Revestidores

6.2.- 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 posterior que se lleve a cabo en el pozo 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].

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

- ✓ Un perfil de Presión Interna.
- ✓ Un perfil de Temperatura. ^[10]

6.3.- 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 externo varía entre 4 1/2" a 20". Entre las propiedades que se incluye 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.^[10]
- ✓ Peso nominal: Generalmente se trata del peso nominal unitario en [lb/pie], 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 interno mínimo es controlado por un diámetro específico "Drift", que no es más que 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 la figura 6.2, se puede apreciar la relación entre el esfuerzo vs. deformación.

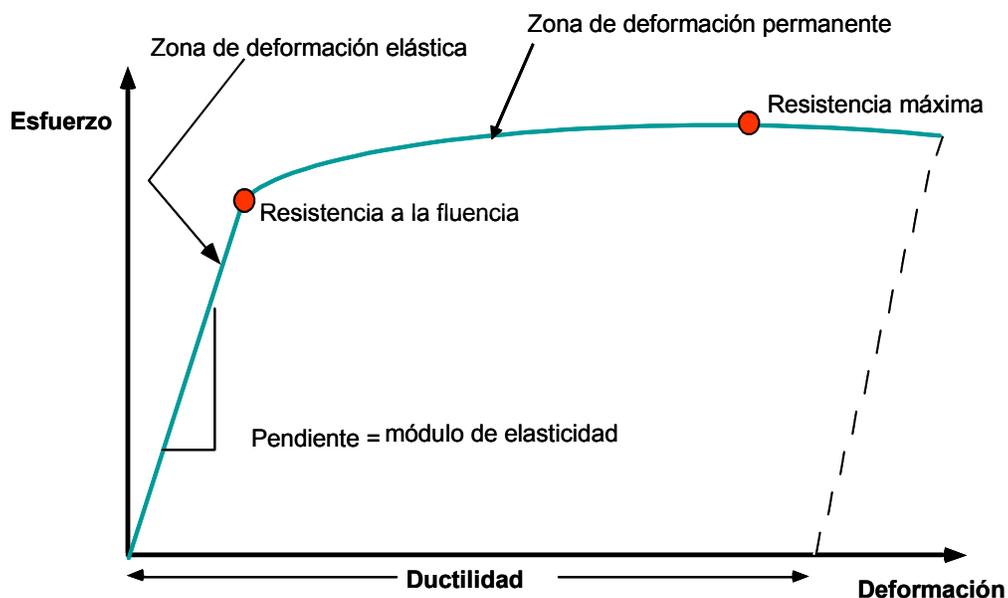


Figura 6.2.- Relación entre Esfuerzos vs. Deformación

En la siguiente tabla, se especifican los requerimientos mecánicos exigidos a los tubulares normalizados por la API.

Tabla 6.1.- Relaciones de Grado y Resistencia de las Tuberías de Revestimiento.

Grado	Resistencia a la fluencia		Resistencia máxima
	Mínima	Máxima	Mínima
	(psi)	(psi)	(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. ^[9 y 10]
 - ◆ Conexiones API: son juntas que se rigen por especificaciones del dominio público, hay dos tipos:
 - Redondas:
 - IJ - Junta Integral.
 - NUE - Conexión con filete.
 - EUE - Conexión externa con filete.
 - STC - Conexión con filete corto.
 - LTC - Conexión con filete largo.
 - 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:

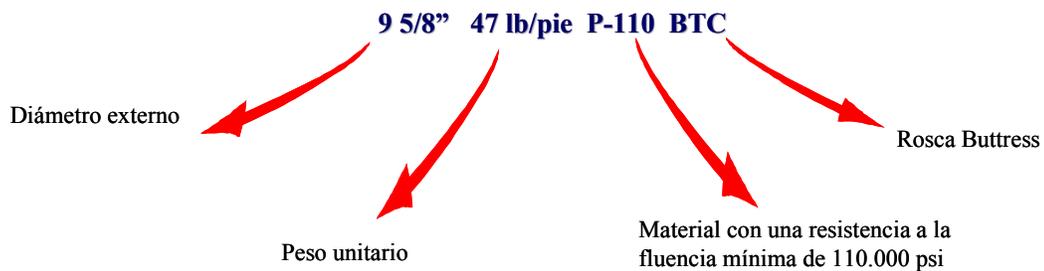


Figura 6.3.- Características Típicas de una Tubería

6.4.- PARÁMETROS DEL DISEÑO.

En todo diseño de pozo se requiere un número limitado de premisas y conocer ciertas características 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 las 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 la holgura entre éste y 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.

En la figura 6.4, ilustra un monograma para la selección del diámetro del revestidor, en el cual la línea continua representa la solución más viable.

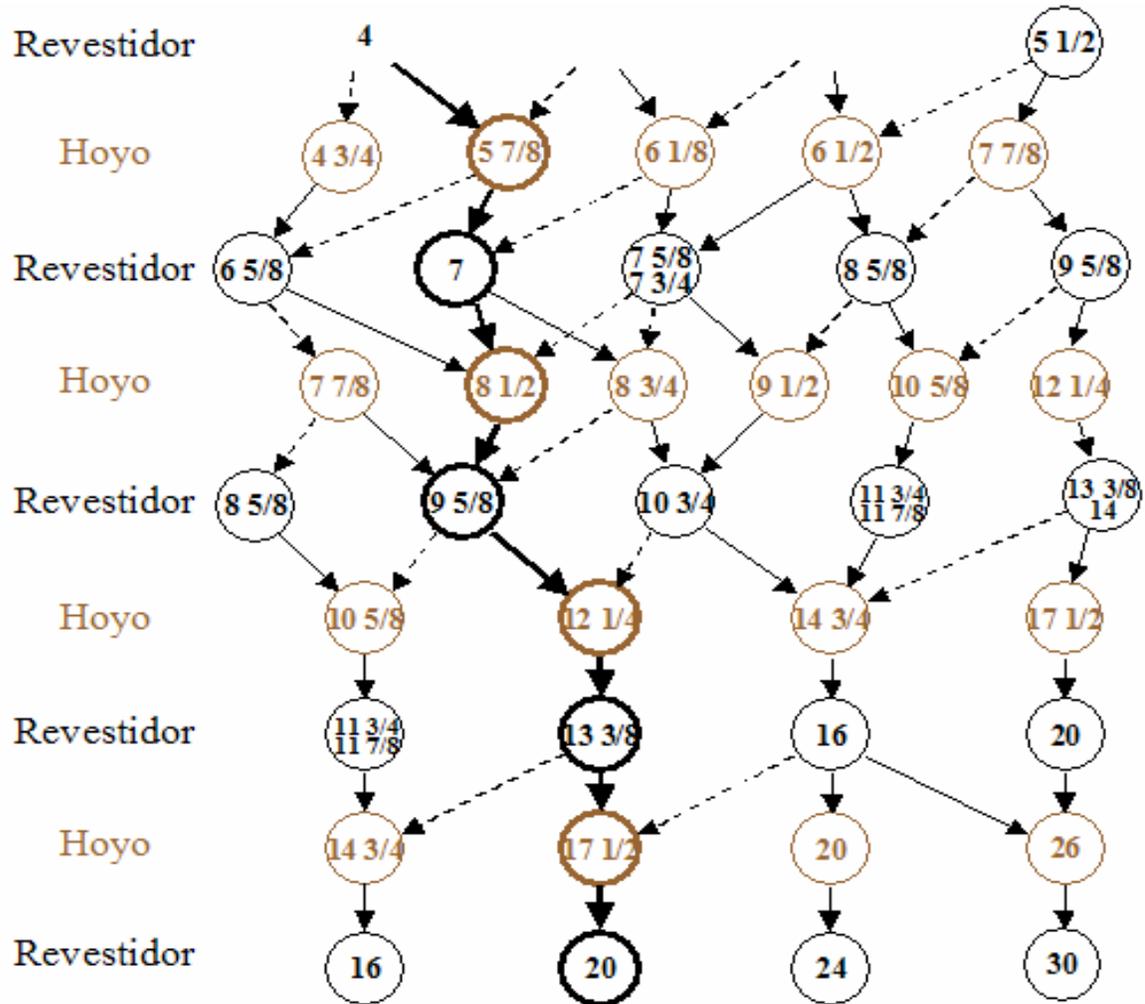


Figura 6.4.- Secuencias Usuales de Diámetros de los Revestidores, Mechas y Hoyos

6.5.- 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 para la tubería de revestimiento comienza por la identificación del gradiente de fractura y el gradiente de presión de poro. Tal como se muestra en la figura 6.5, el proceso se inicia en el fondo, proyectando la densidad de lodo a la profundidad total (presión 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]

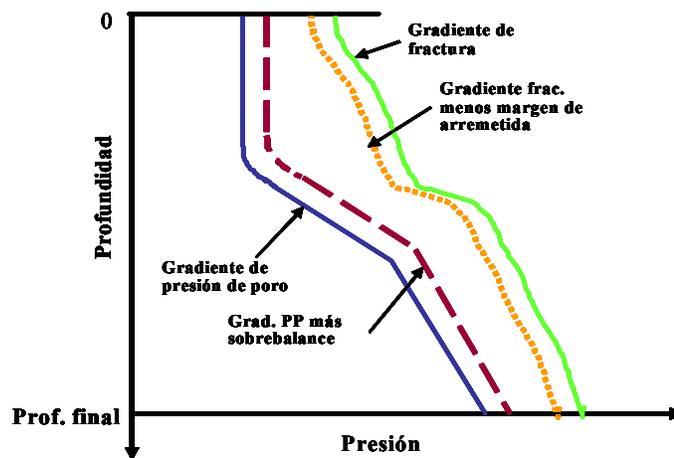


Figura 6.5.- Gradiente de Presión Vs. Profundidad

Donde la curva de gradiente de fractura menos el margen de arremetidas para PDVSA (curva naranja) es:

- ✓ 0,5 Lb/gal (pozos de desarrollo)
- ✓ 1,0 Lb/gal (pozos exploratorios)

Posterior al diseño de estas curvas, se determina las profundidades de asentamientos de los revestidores, de la siguiente manera:

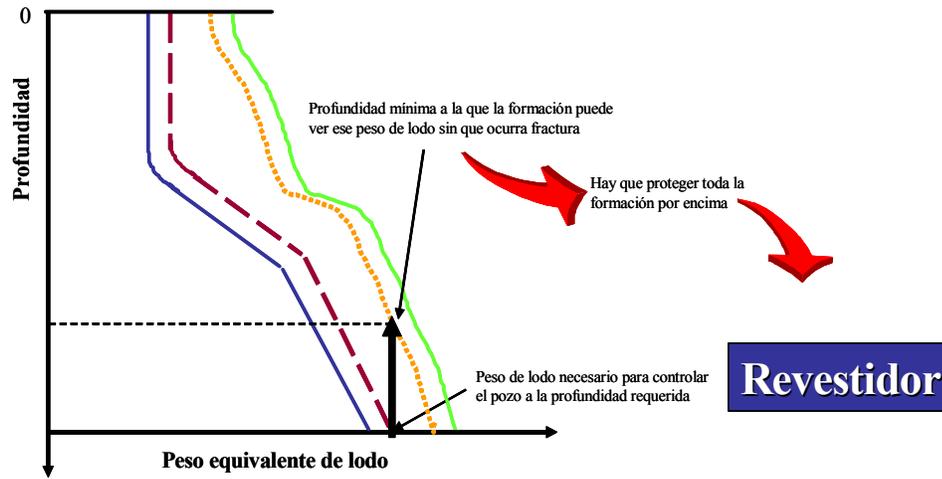


Figura 6.6.-Profundidad Vs. Peso Equivalente de Lodo.

De donde se obtiene.

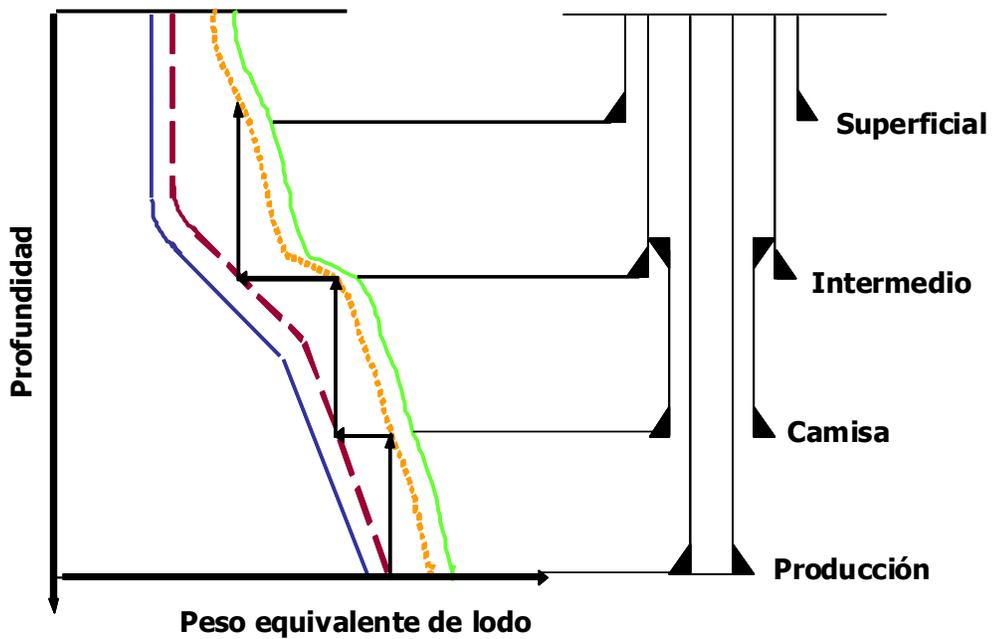


Figura 6.7. Determinación de la Profundidad de Asentamiento

6.6.- 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. ^[9]

Los casos de cargas a los cuales están sometidos los diferentes revestidores se pueden apreciar en la siguiente tabla:

Tabla 6.2.- Casos de cargas de los Revestidores.

<i>Tipo de Revestido</i>	<i>Casos de Cargas Sometido</i>
Conductor	<ul style="list-style-type: none"> * Pruebas de Presión. * 1/3 de vacío.
Superficie e Intermedio	<ul style="list-style-type: none"> * Pruebas de Presión. * 1/3 de Vacío. * Arremetida de gas. * Perforación.
Producción	<ul style="list-style-type: none"> * Vacío total. * Fuga de la tubería de producción cerca de la superficie con temperatura estática. * Estimulación a través del revestidor.

6.7.- 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. ^[9]

Los factores de diseño mínimos según PDVSA, se pueden observar en la siguiente tabla:

Tabla 6.3.- 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
Tubería de 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 siguiente figura:

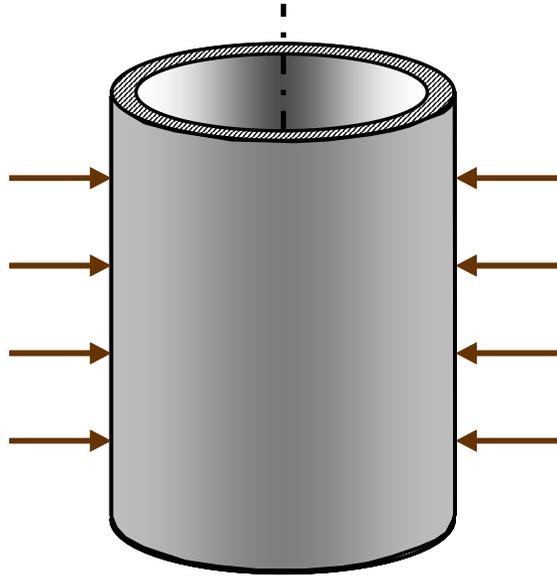


Figura 6.8.- Representación de la Dirección de Fuerzas en Colapso

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

$$DF_c = \frac{\text{Resistencia al colapso de la tubería}}{\text{Presión de colapso equivalente}} \quad \text{Ecuación 6.1}$$

La presión de colapso equivalente se define como:

$$P_e = P_o - \left(1 - \frac{2}{\left(\frac{D}{t} \right)} \right) \cdot P_i \quad \text{Ecuación 6.2}$$

Donde:

Pe= Presión de colapso [lppc]

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.

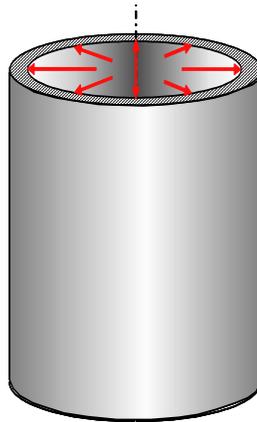


Figura 6.9.- Representación de la Dirección de Fuerzas de Estallido

El factor de diseño para estallido viene dado por:

$$DF_b = \frac{\text{Presión interna de fluencia}}{\text{Diferencial de presión}} \quad \text{Ecuación 6.3}$$

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

$$P = 0,875 \cdot \left(\frac{2 \cdot Rp \cdot t}{D} \right) \quad \text{Ecuación 6.4}$$

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 fluencia de tracción del material.

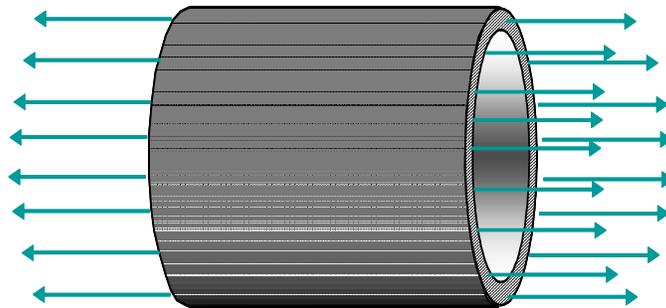


Figura 6.10.- Efecto de Tensión

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

Los Esfuerzos Von Mises, se originan cuando una pieza está sometida a varias cargas simultáneamente, la mejor forma de considerarlas es calculando un esfuerzo equivalente y comparar dicho esfuerzo con la resistencia a la fluencia 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.

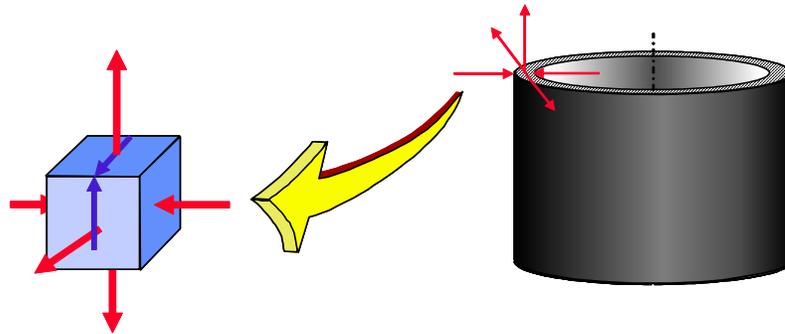


Figura 6.11.- Esfuerzos que Actúan Simultáneamente

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 su peso en flotación. ^[9]

El factor de flotación viene dado por:

$$BF = \left(1 - \frac{\rho_1}{\rho_a} \right) \qquad \text{Ecuación 6.5}$$

Donde:

BF= Factor de Flotación "Bouyancy Factor"

ρ_1 = Densidad de lodo

ρ_a = Densidad del acero (65,2 Lb/gal = 488 lb/ pie³)

- ✓ Efectos térmicos: Otros de los factores que afectan la cantidad de tensión en la sarta, son los cambios de temperatura. Cualquier cambio de temperatura con respecto al estado de instalación provocaría 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]

Esto se puede observar en la siguiente figura.

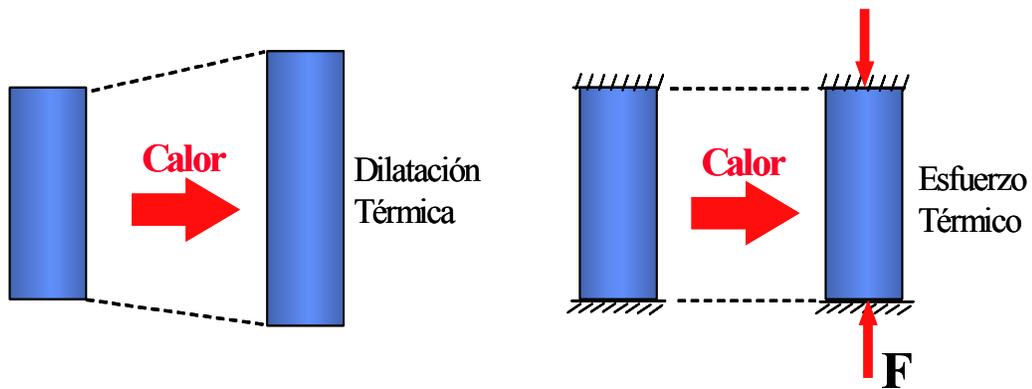


Figura 6.12.- Efecto de la Temperatura

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]:

$$F_{TEMP} = -\alpha \cdot E \cdot A_p \cdot \Delta T \quad \text{Ecuación 6.6}$$

Donde:

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

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

E= Modulo de Elasticidad [Lppc].

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 [$^{\circ}\text{F}$].

- ✓ Efecto del Abombamiento: En la figura 6.13 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]

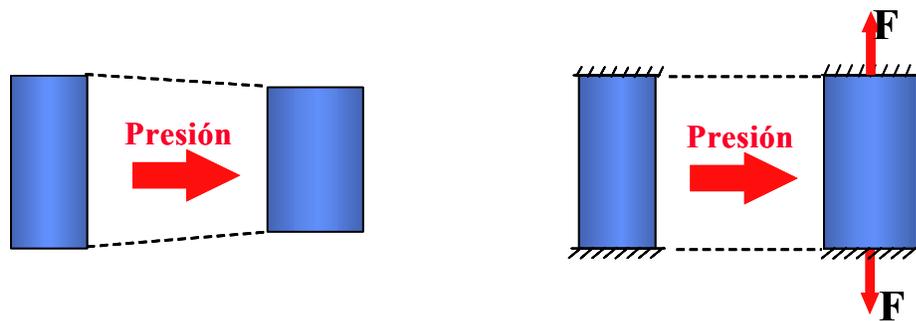


Figura 6.13.- Efecto del Abombamiento

- ✓ 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 lado externo. La curvatura de un pozo direccional se expresa generalmente en términos de cambio de ángulo del hoyo por unidad de longitud. [9]

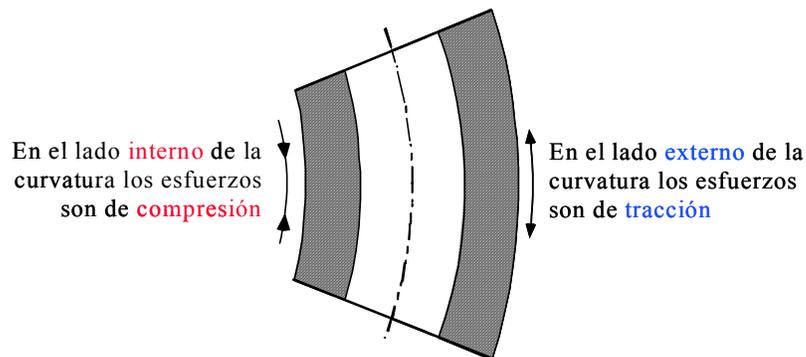


Figura 6.14.- Efecto de Flexión

CAPITULO VII.- EVALUACIÓN ECONÓMICA DE
PROYECTOS.

7.1.- 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. ^[11]

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. ^[11]

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. ^[11]

$$F.E = \text{Ingresos} - \text{Inversiones} - \text{Costos} - \text{Gastos} - \text{I.S.L.R} - \text{Regalía} \quad \text{Ecuación 7.1}$$

Ingresos: Dinero, o cualquier otra ganancia o rendimiento de naturaleza económica, obtenido durante cierto periodo de tiempo. El ingreso puede referirse a un individuo, a una entidad, a una corporación o un gobierno. ^[11]

$$\text{Ingresos}_{\text{año}} = \Delta NP_{\text{AÑO}} * (\text{PR}_{\text{crudo}} + \text{PR}_{\text{gas}} * \text{RGP}_{\text{EST}}) * T_{\text{cambio}} \quad \text{Ecuación 7.2}$$

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. ^[11]

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. ^[11]
- ✓ 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 y costo de transporte cuando proceda). ^[11]

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. ^[11]

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 prestaran 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, por 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.^[11]

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 30 % 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: ^[11]

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.

$$\text{Regalía}_{\text{AÑO}} = 30 * [\Delta \text{NP}_{\text{AÑO}} * \text{Valor Mercantil} * T_{\text{CAMBIO}} / 100] \quad \text{Ecuación 7.3}$$

Donde:

Regalía_{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.

$$\text{VM} = 0.945 * \text{PR}_{\text{crudo}} + 0.268 * (\text{API}^{\circ} - 15) \quad \text{Ecuación 7.4}$$

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. ^[11]

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. ^[11]

$$I.S.L.R = 0,50*[Ingresos - Depreciación - Regalías - CP] \quad \text{Ecuación 7.5}$$

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].

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]

Tasa de descuento: Porcentaje de beneficio mínimo esperado por la inversión a realizar y representa una medida del valor del dinero en el tiempo. ^[12]

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

$$VPN = \sum_{i=0}^N \frac{FE_i}{(1+d)^i} \quad \text{Ecuación 7.6}$$

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.

$$0 = \sum_{i=0}^N \frac{FE_i}{(1 + TIR)^i} \quad \text{Ecuación 7.7}$$

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: 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.

$$EI = \frac{VPN}{\sum_{i=0}^N \frac{INV_i}{(1+d)^i}} \quad \text{Ecuación 7.8}$$

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: ^[13]

- ✓ 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: 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. ^[13]

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 – depreciación acumulada) en cualquier período.^[11]

7.2.- 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]

7.3.- ESTRUCTURA GENERAL DEL MODELO ECONÓMICO

La predicción de la cantidad de crudo residual que puede ser recuperado está basado 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, en la proyección de los flujos de caja y en la tasa de retorno. Los ingresos se obtienen por la producción de crudo y 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]

CAPITULO VIII.- ÁREA DE ESTUDIO.

8.1.- DESCRIPCIÓN DEL ÁREA EN ESTUDIO.

La Cuenca de Barinas-Apure está ubicada en la parte Suroccidental del país, al Norte de la frontera con Colombia y pertenece al sistema de cuencas subandinas las cuales constituyen un área de sedimentación que quedó estructuralmente aislada entre el Escudo Suramericano y la Cordillera de los Andes a raíz del levantamiento de ésta última en el Plio-Pleistoceno.

Los límites Noroccidental y Suroriental de la cuenca están naturalmente definidos por los Andes de Mérida y el Escudo Guayanés, respectivamente. Al Sur continúa en la Cuenca Colombiana de los Llanos. Al Noreste termina contra el Arco de El Baúl, más allá del cual empieza la Cuenca Oriental de Venezuela (Figura 8.1). Definida de manera general, la Cuenca de Barinas-Apure tiene una superficie de aproximadamente 100.000 Km² y se extiende sobre los estados Apure, Barinas y Portuguesa (Figura 8.1).^[14]

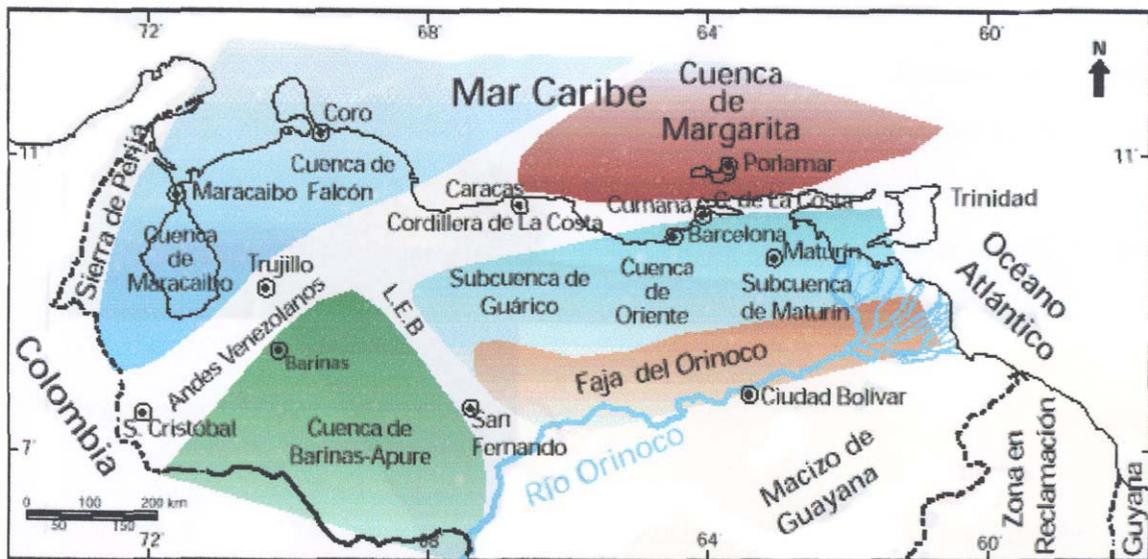


Figura 8.1.- Cuencas de Venezuela.^[7]

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 del Precámbrico. Estos dos complejos forman las fuentes principales de sedimentos durante la edad del Mesozoico y el Cenozoico. ^[14]

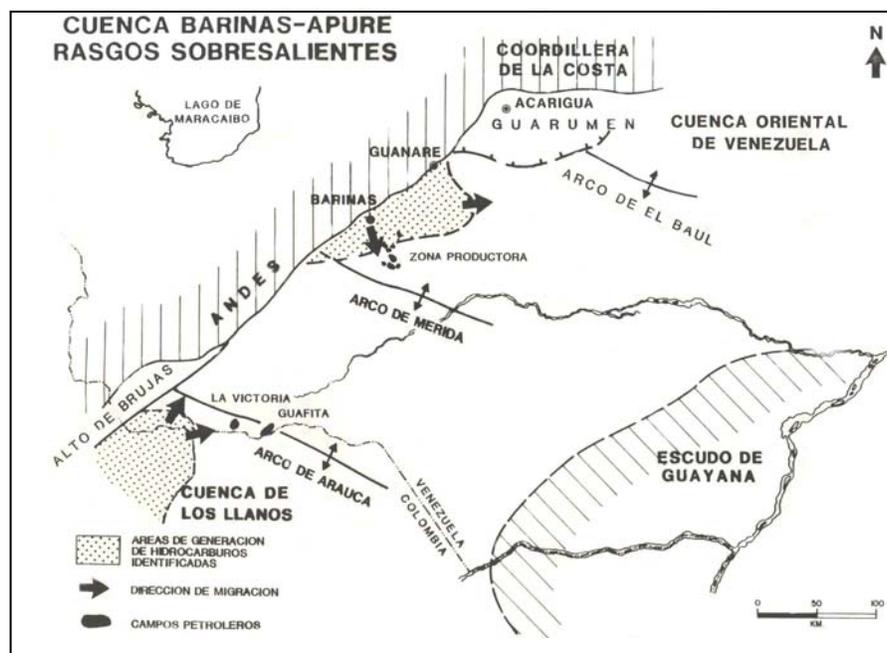


Figura 8.2.- Rasgos Sobresalientes de la Cuenca Barinas-Apure. ^[14]

Dentro de esta cuenca se han descubierto 12 campos petroleros, de los cuales 10 están concentrados en una superficie relativamente pequeña de 1200 Km², ubicada a unos 30 Km al Sureste de Barinas y está denominada Área Mayor de San Silvestre o zona productora de Barinas. Los restantes dos campos, Guafita y La Victoria, constituyen los descubrimientos en la zona de Apure, en el borde Sur de la cuenca, cerca de la frontera colombo-venezolana. ^[14]

8.2.- UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO GUAFITA.

El Campo Guafita está situado a unos 40 Km al Sureste de la población de Guasdálito y a 40 Km al Este del Campo La Victoria. Este fue asignado a CORPOVEN en febrero de 1.986, con una superficie de explotación de 244 Km² situados en el Municipio El Amparo del Distrito Páez, Edo. Apure. ^[14]

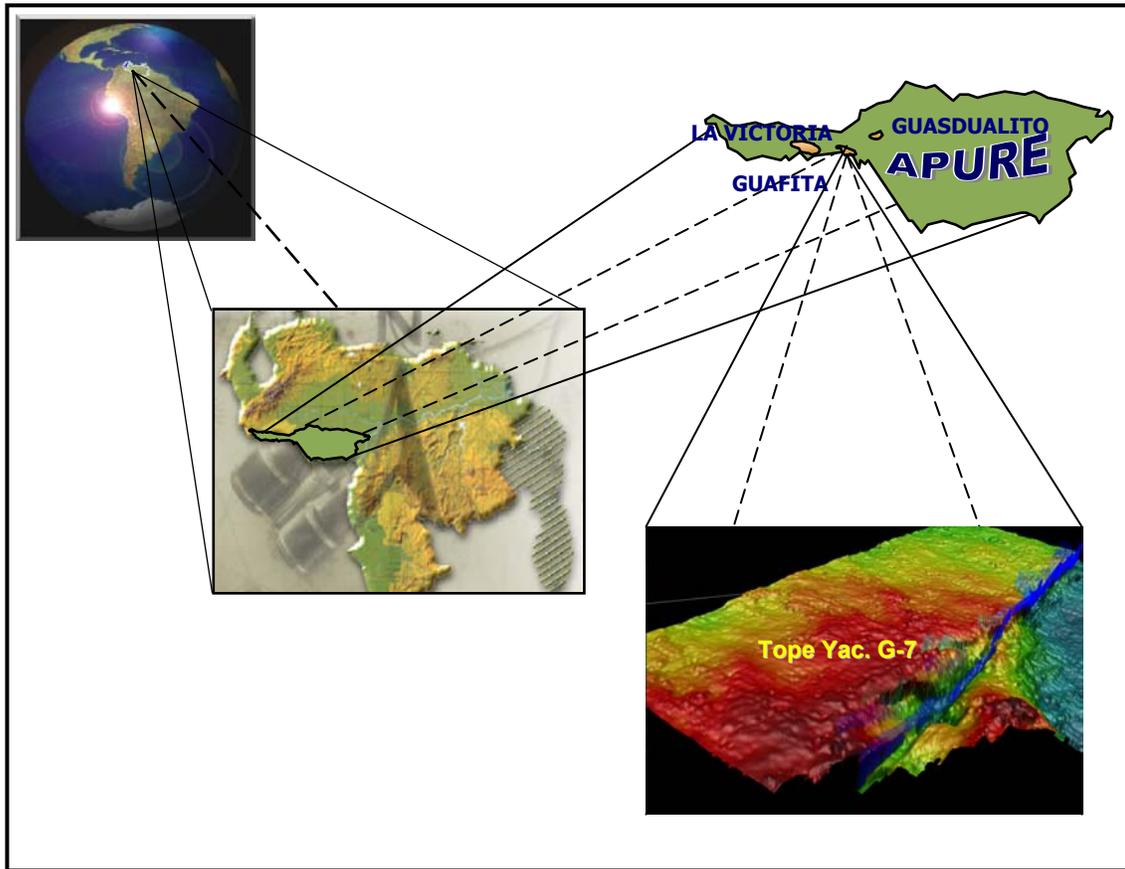


Figura 8.3.- Ubicación Geográfica del Campo Guafita.^[14]

8.3.- ANTECEDENTES.

El Campo Caño Limón Ubicado al Sur del río Arauca (Colombia) fue descubierto por la perforación del pozo CAÑO LIMON-1X, perforado entre Abril y Julio de 1983. A raíz de estos resultados Corpoven inicio la actividad en el campo Guafita con la perforación del pozo GF-1X en 1984, que probó 2000 BNPD de 29,8° API, el cual detectó acumulaciones de hidrocarburos en las arenas de la formación Guafita y Quevedo de edad Terciario y Cretáceo respectivamente.

Los primeros cuatro pozos de Corpoven fueron perforados en el bloque Norte del Campo Guafita del lado levantado de la falla Guafita Caño Limón, con resultados exitosos pero atravesando solo una columna petrolífera de aproximadamente 40 pies. El GF-5X,

orientado en rumbo con los pozos del campo La Yuca (Colombia), fue el primero perforado en el bloque Sur o lado deprimido de la falla, penetrando una columna de petróleo mayor que la del bloque norte y similar a la de los pozos colombianos (150 pies aproximadamente).

El pozo GF-1X fue productor de arena desde el momento de la completación por flujo natural. En el año 1989 se realizó el primer empaque con grava en el pozo GF-29 y para 1994 existían siete pozos empacados en un universo de 48 pozos perforados, desde 1989 hasta 1993 se habían completado cinco pozos (GF-22, GF-29, GF-36, GF-40, GF-41) en los cuales se utilizó gel como fluido de transporte, obteniéndose resultados poco satisfactorios.

Entre 1993 y comienzos de 1995 ocurre una etapa de transición en la cual se estudia la necesidad de implementar el empaque con grava como método de control de arena y se cambia el uso del gel como fluido de transporte a agua con KCL, este periodo concluye con el empaque del pozo GF-60.

A partir de Enero de 1995, comienza masivamente a realizar empaque con grava en todos los pozos de RA/RC y completación original.

Para el año 1995, cuando se da inicio de manera masiva a completar con empaque, existían razones para realizar esta actividad: la producción de arena siempre ha estado presente, originando taponamiento en el interior del intervalo productor y atascamiento en los equipos BES. Los estudios realizados indican que existe aumento de la permeabilidad en las perforaciones productoras, por lo que el procedimiento de empaque no daña la formación. La técnica de empaque se perfecciona usando cañones de 21 TPP, Super Big Hole el cual permite tener más área abierta para introducir la grava a las perforaciones.

Para Julio de 2.002 el último pozo al cual se le realizó empaque fue al GF-156, para mediados de 1.998 se puede diferenciar otra etapa con la completación sin empaque del

pozo GF-83, el cual fue completado con una bomba de alto caudal produciendo los fluidos junto con la arena de formación, debido al éxito obtenido en este pozo se decide completar los pozos RA/RC sin la presencia de empaque y el uso de bombas de alto caudal.

Con los empaques con grava se logro controlar la producción de arena permitiendo a los equipos de producción funcionar con mayor tiempo. Operacionalmente la falla que ocurre con más frecuencia, es la inyección de grava a los orificios perforados, forzando parte de la grava a los intervalos y en ocasiones solamente se logra empaquetar el anular.

Para el campo Guafita Sur, en la Figura 8.4 se muestra un histórico de producción de petróleo vs porcentaje de agua y sedimentos para el campo Guafita Sur. Se puede apreciar que entre finales de 1988 y comienzos de 1989 se da un incremento acelerado de la producción de agua, periodo en el cual se acrecienta el efecto de arenamiento de los pozos haciéndose necesario aplicar un sistema de control de arena.

Para el campo Guafita Norte (ver Figura 8.5) se puede apreciar que para 1994 hay un repunte de la producción de petróleo, año en el cual se implementa el programa ODEA (Optimización de Explotación Apure) en el cual se decide optimizar el método de levantamiento prevaleciente (Flujo Natural) ya que bajo estas condiciones el tiempo estimado de recobro de las reservas es muy prolongado, por lo que se decide acelerar la producción cambiando el método de levantamiento de flujo natural a sistema de bombeo electrosumergible, aplicándose inicialmente al Campo La Victoria en la arena (ESC-M1) y en Guafita Norte en la arena (G-9) extendiéndose luego a todo el campo, con el incremento de la tasa de flujo producto de cambio de método se incrementa también la producción de agua, la cual es una de las causas principales del desprendimiento de la arena de formación.

En cuanto a la actualidad del campo, se tiene que para Julio de 2.002 se han perforado 156 pozos convencionales (verticales y desviados), con 131 pozos activos en el bloque

Norte y el Sur. Para inicios de 1.999 se dio inicio al desarrollo de un plan de perforación de pozos horizontales completándose hasta el presente 8 pozos en el Campo Guafita.

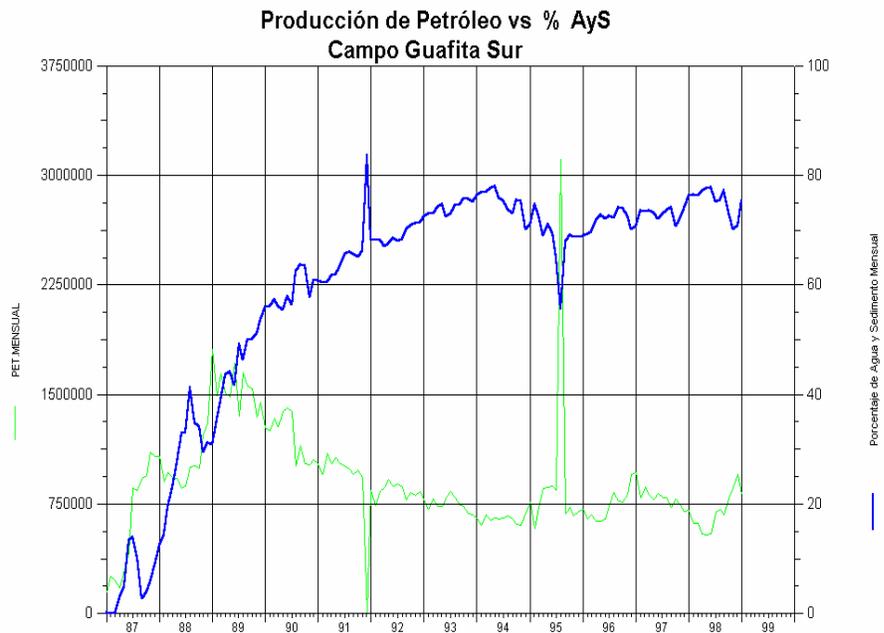


Figura 8.4.- Producción de Petróleo vs % de Agua y Sedimentos. Campo Guafita Sur.

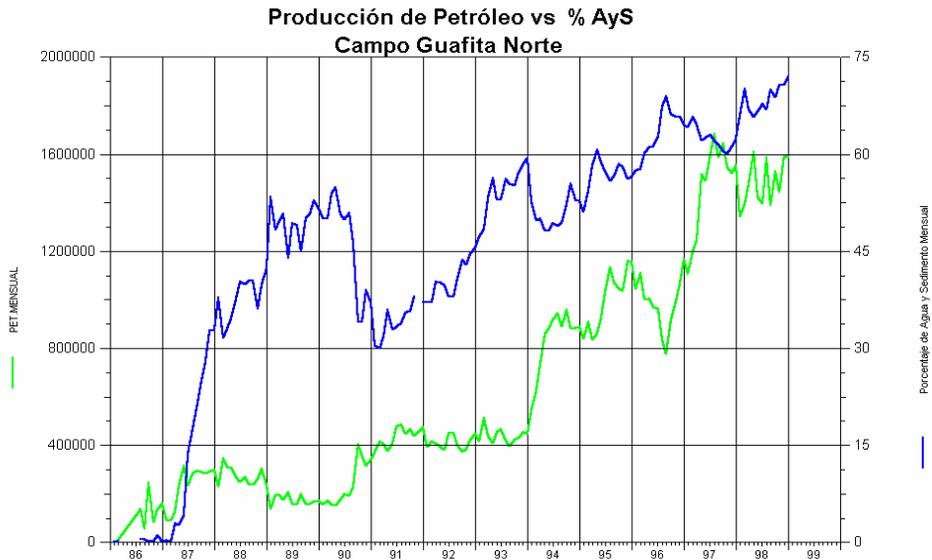


Figura 8.5.- Producción de Petróleo vs % Agua y Sedimentos. Campo Guafita Norte.

8.4.- MARCO ESTRUCTURAL.

Los elementos estructurales más importantes en el Campo Guafita son: Un anticlinal orientado en dirección Noreste hacia el Suroeste, una zona de fallas transcurrentes paralela al eje del anticlinal, con un desplazamiento que alcanza 500ft (152m) y un cierre estructural contra esta zona de fallas en la parte sur del campo. Estos elementos se extienden hasta el Campo La Yuca en los llanos colombianos, dando origen a dos acumulaciones separadas por la falla Guafita- Caño Limón, las cuales se han identificado como bloque Norte (Figura 8.6) y Sur (Figura 8.7).^[14]

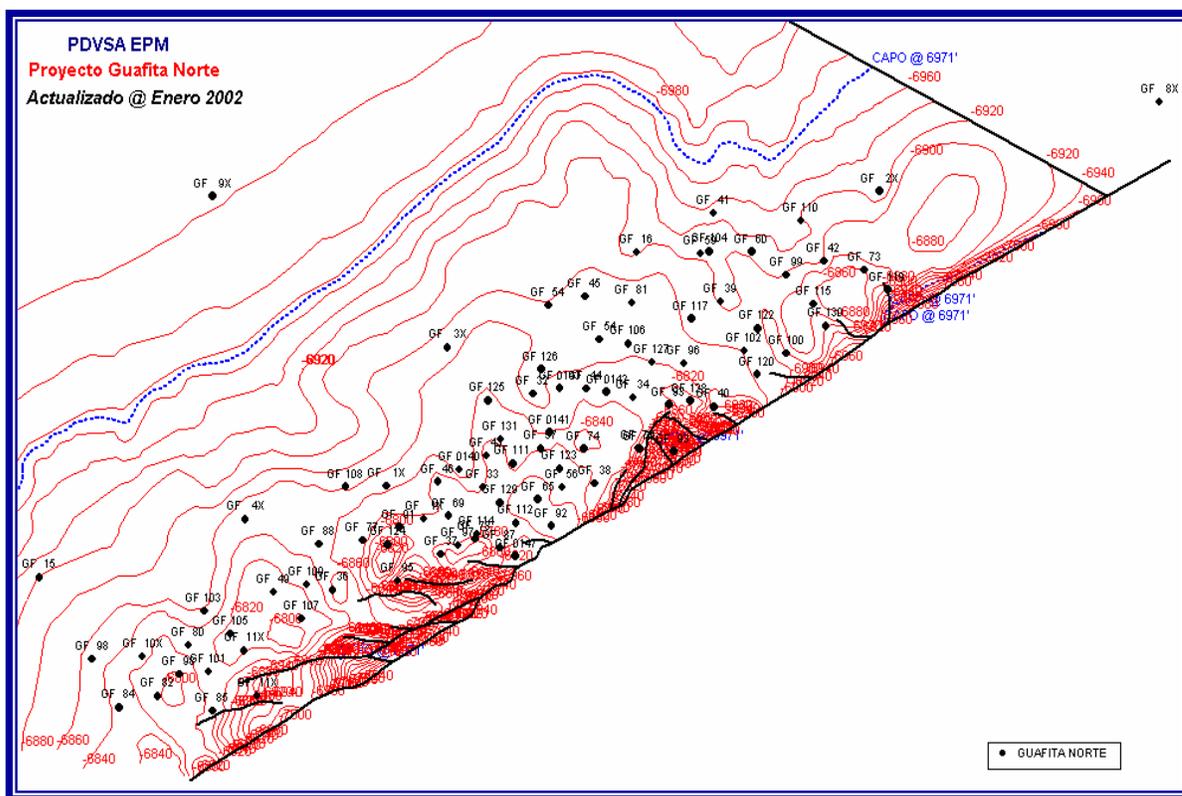


Figura 8.6.- Mapa base del Campo Guafita Norte, actualizado para enero de 2.002.

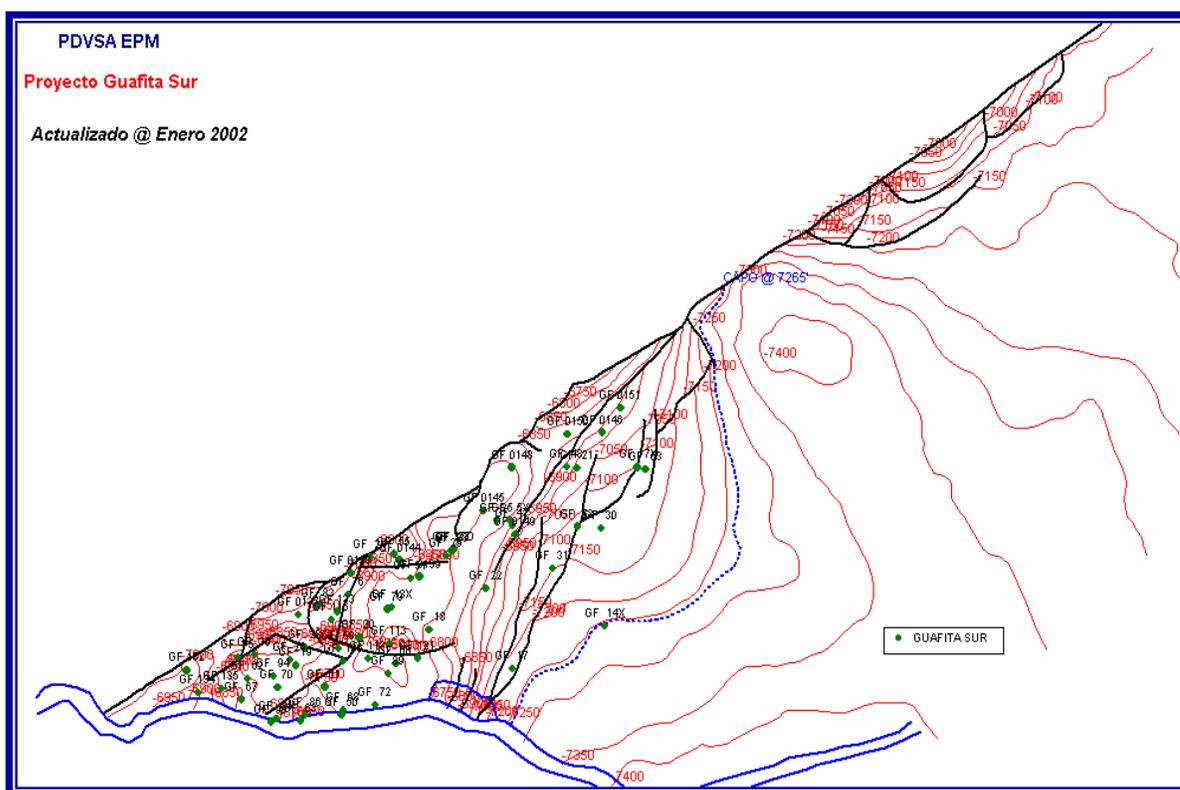


Figura 8.7.- Mapa base del Campo Guafita Sur, actualizado para enero de 2.002.

Las acumulaciones petrolíferas de Guafita se ubican entre 6900 y 7000 pies de profundidad en formaciones clásticas de edad Oligo-Mioceno (Terciario) con características de reservorio de crudo de muy buena calidad, formando yacimientos de crudo mediano con gravedad de 29 API subsaturados con un mecanismo de producción hidráulica asociado a un acuífero de características infinitas, con porosidades de roca entre 24 y 26 %, haciendo de estos yacimientos uno de los que tiene la mayor permeabilidad conocidos en el país (3-7 Darcy), estos yacimientos fueron explotados inicialmente por flujo natural alcanzándose tasas inicialmente de 4000 BPPD, con la masificación de la explotación en este campo se fueron presentando problemas de arenamiento y producción prematura de agua que con el tiempo se han ido corrigiendo con técnicas tanto de empaque de grava como mejoramiento en la cementación.

Están identificadas cinco Unidades de origen Fluvio-Deltaico, posiblemente con influencia de mareas: G-7-3/4, G-8, G-9-1/2, G-9-3/4 y G-10, cuyos sedimentos descansan discordantemente sobre los sedimentos del Cretáceo pertenecientes a la Formación Quevedo e infrayacen concordantemente con los sedimentos del Mioceno. Para Guafita Norte solo las dos ultimas con interés comercial.

Los yacimientos del área están asociados a un empuje hidráulico activo a nivel de la Arena G-10, y a un proceso suplementario de producción por bombeo electrosumergible (BES) en todas las arenas. Se estima que el mayor porcentaje de reservas recuperables proviene de la Arena G-9.

En Guafita Sur las arenas más productoras del área son la G-8 y G-10 ya que son bastante limpias, mientras que las arenas G-7-3/4 y G-9 han sido afectadas en sus porosidades por procesos diagenéticos. Estas arenas están constituidas básicamente por areniscas y lutitas divididas en cuerpos heterolíticos (varias litologías).

La distribución de fluidos del Campo no se considera compleja y se ha mencionado en varios estudios que no existe una variación de la composición del crudo con profundidad según los PVT disponibles, para lo cual se considera que los yacimientos son de carácter volumétricos subsaturados con un acuífero asociado a nivel de la arena G-10.

8.5.- DESCRIPCIÓN ESTRATIGRÁFICA.^[14]

Los pozos del área de Guafita que se han perforado tienen aproximadamente 7500 pies de profundidad promedio, en una secuencia representada de base a tope, con el basamento precretácico, en contacto discordante a ésta unidad se encuentran las formaciones Aguardiente, Escandalosa, Miembro La Morita y Quevedo, productor este último en el bloque sur y mojado en el bloque norte del Campo Guafita. Por encima de ésta formación se encuentra una sección de interés petrolífero de 150 pies de espesor aproximadamente el cual pertenece al miembro Arauca de Edad Oligoceno de la Formación Guafita

(aproximadamente 1500 pies de espesor). La formación Guafita se encuentra separada del cretáceo por una discordancia de carácter regional de edad Eoceno.

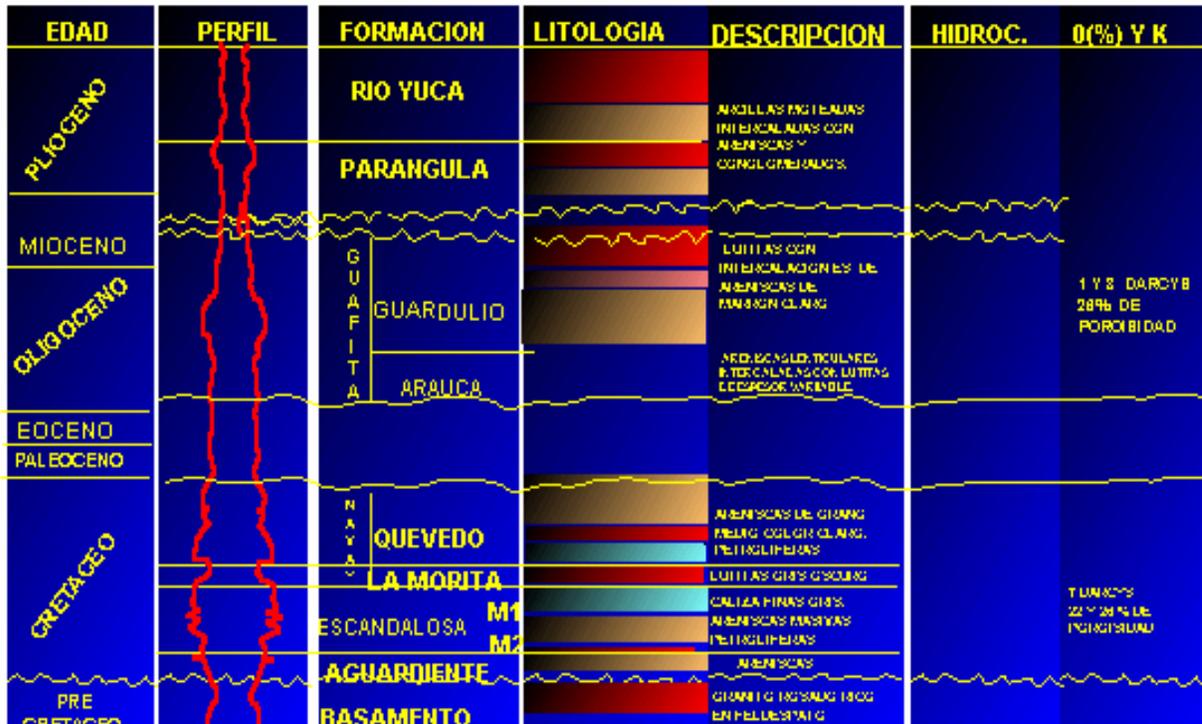


Figura 8.8.- Columna Estratigráfica del área Apure. Campo Guafita

✓ **Formación Río Yuca**

Edad: Basándose en su posición estratigráfica, se le asigna una edad Mioceno Tardio-Plioceno.

Localidad tipo: El río Yuca, cerca de la ciudad de Barinas, Distrito Obispo del Estado Barinas.

Descripción litológica: La unidad consiste principalmente en conglomerados de grano grueso (25%), en lechos macizos; areniscas macizas, con estratificación cruzada, de grano medio a grueso, blandas a duras, arcillosas, de color típico verde grisáceo. La formación

en su globalidad, representa el intervalo molásico principal derivado del rápido levantamiento de los Andes de Mérida.

Espesor: Se estima un espesor de 2000 m en la localidad tipo.

Extensión geográfica: La unidad aflora en una amplia faja a lo largo del flanco sureste de los andes desde el río Socopó hasta el área de Acarigua, limitada al norte por su contacto con la formación Parángula y al Sur con la formación Guanapa o sedimentos recientes.

✓ **Formación Parángula**

Edad: Pertenece al Mioceno Temprano y posiblemente alcanzando el Oligoceno en algunas áreas.

Localidad tipo: Quebrada Parángula, afluente del río Santo Domingo, inmediatamente al oeste de la terraza del pueblo de Barinitas, Estado Barinas.

Descripción litológica: Aquí, es notable el carácter regresivo (engrosamiento hacia arriba) de la formación, que se inicia con una gruesa arenisca basal, gradando hacia arriba a arcillas y limolitas varicoloreadas y calcáreas, alternando con areniscas arcillosas de grano fino, micáceas y lenticulares.

Espesor: Mide 550 m en la sección tipo, aumenta su espesor hacia el sudoeste, estimando que llegue hasta 1400 m, y se adelgaza hacia el noreste hasta los alrededores de Guanare.

Extensión Geográfica: En la superficie, se conoce a lo largo del piedemonte surandino desde el río Portuguesa hasta las cercanías del río Caparo. En el subsuelo, ha sido trazada desde el Arco El Baúl hasta la cuenca Barinas Apure, en donde se aplica el nombre Miembro Guardulio (Formación Guafita).

✓ **Formación Guafita**

Edad: En base a su abundante flora, a la formación Guafita se le asigna una edad Oligoceno a Mioceno temprano.

Localidad tipo: Se asigna como localidad tipo el intervalo desde 1835 a 2358 m (6020 a 7735 pies) en el pozo Guafita 2X (GF-2X), situado a 6,2 Km del río Arauca y a 10 Km al Oeste del Apostadero Naval de la Isla de Guardulio, Distrito Páez, municipio Amparo, Estado Apure.

Descripción litológica: La Formación Guafita se compone de una alternancia de areniscas, Wacas cuarzosas y arcósicas, lutitas, arcillas, limolitas y algunas capas delgadas de lignito. En los campos Guafita y la Victoria se pueden reconocer dos miembros.

El Miembro Arauca (inferior) está compuesto de un 75 % de arenas, areniscas (wacas cuarcíticas y arcósicas) de color gris claro, pardo, lechoso a traslucido. Las limonitas representan un 20 % del miembro, las lutitas representan entre el 5 y 10 % de la unidad. En la base del miembro se observan capas delgadas y aisladas de caliza tipo Packstone. Las arenas y areniscas representan abundantes estructuras sedimentarias tales como estratificación paralela, cruzada, festoneadas y rizaduras.

El miembro Guardulio (superior), esta representado por un 40 % de lutitas, gris oscuro a verdoso, ocasionalmente moteadas de óxido de hierro, masivas a laminares, con abundantes restos de plantas y flora. Las areniscas representan el 10 % a 20 % del miembro.

La formación Guafita esta definida como una unidad sedimentaria de origen deltáico y ambiente de llanura baja, progradante en un sistema transgresivo que alcanza su culminación en el tope del miembro superior, Guardulio.

El grano de las arenas varía entre muy fino y grueso, encontrándose rara vez un tamaño mayor. Las arenas son bastante uniformes y generalmente bien escogidas, especialmente las masivas, salvo en las fácies de abono y canales menores, donde se observan frecuentes afinamientos de grano hacia el tope.

Espesor: El espesor de la formación Guafita ha sido medido en el pozo GF-2X, en 523 m (1715 pies). En este pozo, el miembro Arauca alcanza 108 m (355 pies) y el miembro Guardulio 415 m (1360 pies). Hacia el oeste de la región de Apure, la unidad alcanza más de 640 m (2100 pies), en los pozos GF-8X, Caño Muñoz-1X, Guasdulito-1X. Hacia el centro del campo Guafita en el pozo GF-1X, el espesor de la formación alcanza 496 m (1625 pies), de los cuales, el miembro Arauca tiene 61 m (200 pies).

Extensión geográfica: Se reconoce en el subsuelo a lo largo de la frontera colombo-venezolana y la parte noroeste del distrito Páez del estado Apure, hasta el área de los pozos capitano del estado Barinas. La extensión del miembro Arauca a las áreas Calzada, Lechozote y Nutrias, al sur del área mayor Sinco-Silvestre de Barinas, restringe el miembro Guardulio al área de la cresta del Arco Arauca y al sudoeste de ella. Al norte del arco, Guardulio equivale a Parángula, inferior.

✓ **Formación Navay**

Edad: Se ubica en la edad coniaciense, se consideraron en conjunto a las formaciones Escandalosa y Navay, afirmando que ambas se incluyen dentro de la superzona palinológica V y VI (Turonense-Maastrichtense), en los pozos de Guafita y la Victoria.

La flora y fauna en el área del río Caparo, ubican al miembro en el Coniaciense-Maastrichtense y al miembro Quevedo en el Maastrichtense.

Localidad Tipo: Río Navay, afluente del río Daradas, en el vertiente sureste de la sierra Cuchilla de Navay, al norte de la población de San Joaquín de Navay, distrito Libertador del Estado Táchira. No han sido publicadas descripciones formales de la sección tipo de la

formación. La sección tipo del miembro Quevedo está a 2 Km al noroeste de la quebrada Quevedo y a 3Km al noroeste de Santa Bárbara.

Descripción litológica: Esta compuesta de lutitas silíceas, friables a no friables blandas duras, quebradizas, amarillo claro a crema y a blanco; como constituyentes menores de la formación, se presentan areniscas lenticulares de grano angular, calcáreas a silíceas, pardo claro a gris claro. La formación ha sido repartida, en orden ascendente, en la lutita "N" (Miembro La Morita) y "M" al "I" (Miembro Quevedo). Tiende a ser más arenosa hacia arriba; se vuelve muy arenosa hacia el Escudo de Guayana, hacia Apure y la Cuenca Los Llanos.

El Miembro La Morita, consiste en una sección esencialmente lutítica, hacia el flanco suroriental de la cuenca de Barinas, cambia gradualmente a una fácies compuesta casi totalmente de areniscas, con intercalaciones menores de lutitas y ocasionalmente calizas.

El Miembro Quevedo es una secuencia de rocas silíceas, duras, quebradizas, predominantemente lutíticas, que incluye además intercalaciones de areniscas gruesamente estratificadas.

Espesor: En la localidad tipo, el espesor es de 940 m (3084 pies), y de 610 m (2000 pies) en el área de Burgua. Tiende a aumentar rápidamente al surco de Uribante, y se acuña hasta extinguirse hacia el sur de Apure y los llanos colombianos, así como localmente sobre el Arco de Mérida.

El miembro la Morita tiene un espesor de 12 a 18 m (40 a 60 pies) en los pozos de Barinas, 150 m (492 pies) en el área de Burgúa y 180 m (591 pies) en la sección tipo de la quebrada Agua Fría. El espesor promedio es de 26 m (85 pies).

El Miembro Quevedo tiene un espesor de 91 m (300 pies) en los campos de Silvestre y Sinco; 200 m (600 pies) en el área de Burgúa, y está totalmente ausente en el área de Guanarito, o erosionada por completo en la región central del campo Hato.

Extensión geográfica: Aflora en la región nororiental de los Andes y posee extensión regional en el subsuelo de la cuenca de Barinas. La extensión en el subsuelo, es desde los pozos Bugua hasta el Arco de El Baúl y en el área fronteriza de Guafita-La Victoria-Caño Limón-Arauca.

✓ **Formación Escandalosa**

Edad: Cretáceo, Cenomaniense a Turoniense, por correlación lateral y por sus relaciones con unidades mejor definidas.

Localidad tipo: Quebrada Escandalosa, tributaria del río Dorada en Táchira suroriental.

Descripción litológica: La formación esta compuesta por areniscas macizas, cuarzosas y muy glauconíticas, con cantidades menores de lutitas negras calcáreas. En el tope de la sección se encuentra una caliza de unos 4 m de espesor.

Espesor: Tiene 300 m en la sección tipo, entre 150 y 427 m en otras localidades.

Extensión geográfica: La formación aflora a lo largo de la región piemontina de los andes surorientales, y se reconoce en el subsuelo de la cuenca de Barinas.

✓ **Formación Aguardiente.**

Edad: Cretáceo, principalmente Albiense.

Localidad tipo: Cuesta de buzamiento de la conspícua Fila de Aguardiente, al sur de la concesión Barco, Departamento de Santander Colombia.

Descripción litológica: Conformada por areniscas calcáreas duras, de color gris a verde claro, grano variable y estratificación cruzada, con intercalaciones de lutitas micáceas y algunos lechos de caliza en la parte inferior.

ÁREA DE ESTUDIO

Espesor: En la concepción Barco (Colombia) se señalan espesores de 150 – 160 metros; se mencionan 500 metros cerca de San Cristóbal, y menos de 300 metros en el norte del Táchira.

Extensión geográfica: Zulia suroccidental y partes adyacentes de Colombia, y cordillera de Los Andes entre Táchira y Lara.

8.6.- TEMPERATURA Y FACTOR VOLUMÉTRICO DEL PETRÓLEO.

Tabla 8.2.- Campo Guafita Norte.

Yacimiento	Temperatura (°F)	Bo (BY/BN)
G-9 (GF-10)	196 @ 7322 Pies	3000 @ 1.002
G-10 (GF-2X)	196 @ 7416 Pies	3100 @ 1.042

Tabla 8.2.- Campo Guafita Sur.

Yacimiento	Temperatura (°F)	Bo (BY/BN)
G-7-3 (GF-5X)	190 @ 7190 pies	1.0492 @ 2500 Lppc
G-8 (GF-5X)	195 @ 7374 pies	1.0475 @ 3000 Lppc
G-9 (GF-5X)	200 @ 7552 Pies	1.0525 @ 3000 Lppc
G-10 (GF-5X)	200 @ 7690 Pies	1.0514 @ 3128 Lppc
Qv (GF-5X)	200 @ 7758 Pies	1.0457 @ 3285 Lppc

8.7.- COMPRESIBILIDAD AL PETRÓLEO Y VISCOSIDAD.

Tabla 8.3.- Campo Guafita.

Yacimiento	Viscosidad (cp)	Compresibilidad del petróleo (Lppc ⁻¹)
Campo Guafita Norte		
G-9 (GF-10)	3.82 @ 3000 Lppc	6.18x10 ⁻⁶ @ 3000 Lppc
G-10 (GF-2X)	5.798 @ 3000 Lppc	4.505x10 ⁻⁶ @ 3000 Lppc
Campo Guafita Sur		
G-7-3 (GF-5X)	4.72 @ 2500 Lppc	6.04x10 ⁻⁶ @ 2500 Lppc
G-8 (GF-5X)	4.17 @ 3096 Lppc	5.52x10 ⁻⁶ @ 3096 Lppc
G-9 (GF-5X)	3.92 @ 3000 Lppc	5.93x10 ⁻⁶ @ 3000 Lppc
G-10 (GF-5X)	5.84 @ 3128 Lppc	5.74x10 ⁻⁶ @ 3128 Lppc
QV (GF-5X)	7.65 @ 3285 Lppc	5.24x10 ⁻⁶ @ 3285 Lppc

8.8.- COMPORTAMIENTO DE PRESIONES.

En general existen tres tipos de regiones de saturación en una estructura donde existe una acumulación de petróleo. Esta distribución de fluidos en el yacimiento es el resultado de la segregación natural, producto de la diferencia de densidades en los fluidos que saturan el medio poroso, es así como, hacia la parte alta de la estructura se encuentra una capa de gas, en la parte más baja agua y entre éstas petróleo.

En el caso particular de Guafita inicialmente se encontró subsaturado (sin capa inicial de gas) y en algunos casos con contacto agua petróleo, (aproximadamente a 6955 pies según GF-38).

El análisis de presiones de área de Guafita no ha sufrido cambios relevantes desde el inicio de su vida productiva, igualmente para las medidas por arena. Intevep realizó un estudio de los datos de presión estática medidos para los pozos GF-1X, GF-2X, GF-3X, GF-4X, GF-49, para el área de Guafita Norte, y los pozos GF-5X, GF-7X, GF-14X, GF-17, GF-18, Gf-19, GF-20, GF-22, GF23, GF-27 para el campo Guafita Sur, con el fin de evaluar el comportamiento de la formación en las arenas productoras.

Por medio de gráficas de Presión vs Tiempo el estudio demostró que la presión del yacimiento no ha sido muy variada, este comportamiento esta vinculado con la presencia de un acuífero activo, considerado infinito y que esta orientado en sentido Noreste - Sudoeste.

Se estableció que la declinación de presiones hasta febrero de 1996, era de unas 100 a 115 Lppca aproximadamente por debajo de la presión inicial. Sin embargo se cree que la presión actual en la arena G-7-3 (campo Guafita Sur) es inferior a 2500 Lppc según registros MDT corridos en el área (pozo GF-118 Julio-1998).

Tabla 8.4.- Comportamiento de presiones iniciales por arenas.

GUAFITA NORTE	PRES. INICIAL (Lppc)	PRESIÓN DE BURBUJEO (Lppc)
ARENA G9-1 (GF-10)	3125 @ 7380 Pies	15
ARENA G9-3 (GF-10)	3180 @ 7405 Pies	15
ARENA G-10 (GF-2X)	3227 @ 7000 Pies	22
GUAFITA SUR	PRES. INICIAL (Lppc)	PRESIÓN DE BURBUJEO (Lppc)
ARENA G7-3 (GF-5X)	3300 @ 7200 Pies	47
G-8 (GF-5X)	3111 @ 7300 Pies	36
G9-1/2 (GF-5X)	3120 @ 7450 Pies	42
G9-3/4 (GF-5X)	3067 @ 7450 Pies	42
G-10 (GF-5X)	3300 @ 7550 Pies	51
Q-2 (GF-5X)	3350 @ 7700 Pies	35
Q-3A(GF-5X)	3370 @ 7700 Pies	29
Q-3B(GF-5X)	3380 @ 7700 Pies	21

El comportamiento de los diferentes parámetros PVT (B_o , P_b , Compresibilidad, viscosidad) corresponde a lo convencionalmente esperado para un tipo de fluido cuya RGP es prácticamente nula y el volumen relativo al petróleo es favorable desde el punto de vista de recuperación.

8.9.- ORIGEN DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA.

Los pozos productores del Campo Guafita han presentado históricamente problemas de alta producción de agua, lo cual ha incrementado notablemente los volúmenes de fluido producido así como los barriles de crudo; Intevep analizó un total de 20 pozos en Guafita Norte, 4 pozos en la Arena G-10, 7 pozos en la Arena G-9, 4 pozos en la arena G-9-3, en todos estos pozos se identificaron problemas de canalización y conificación de agua.

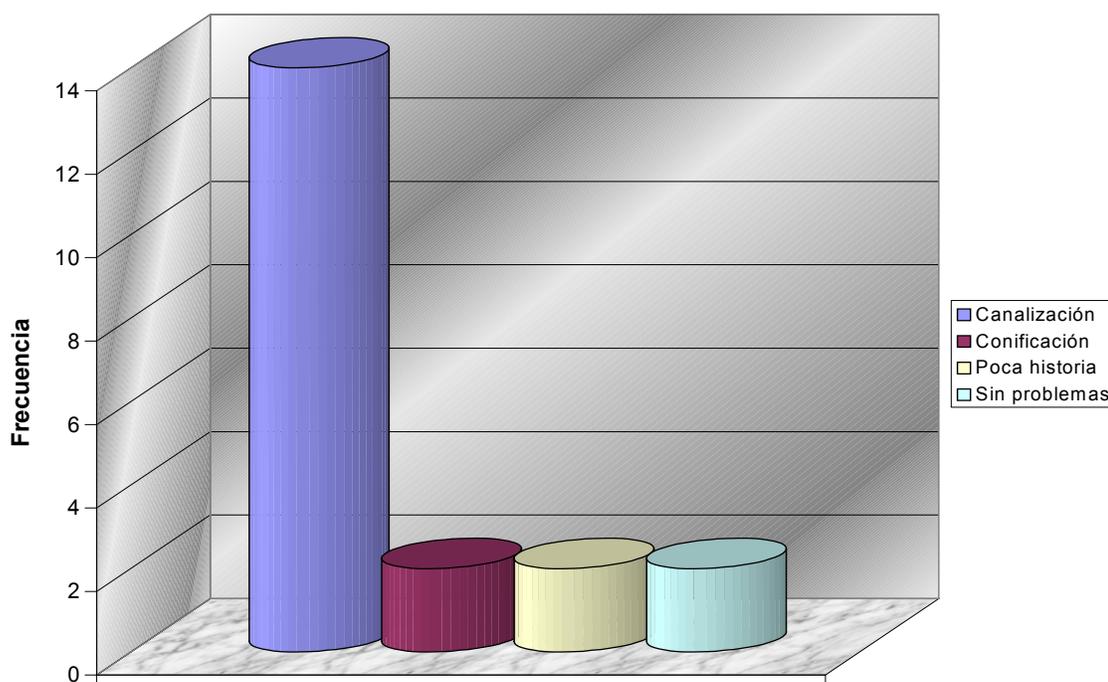
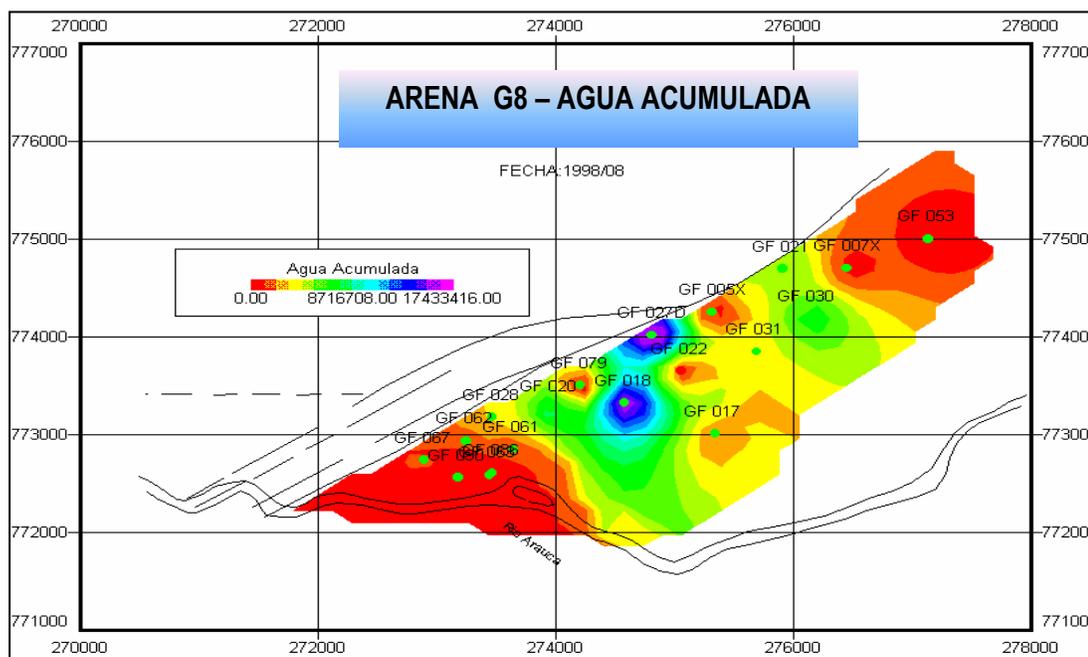


Figura 8.9- Mecanismos Predominantes en la Producción de Agua.

En los casos donde se diagnosticó problemas de conificación de agua en el Pozo (GF-92 D, GF-44) se verificó la existencia del contacto agua - petróleo, así como la altura del cono, a fin de establecer bases que corroboren el problema identificado.

Las arenas G-9-1, G-9-2 y G-9-3, por sus características estratigráficas presenta tendencia a la canalización de agua, ya que el agua posee mayor movilidad que el petróleo

En la arena G-10 se aprecia un pozo conificando agua (GF-92D) ya que la arena tiene un acuífero, cuyo movimiento permite la formación del cono de agua en el pozo productor, de igual forma este pozo se encuentra ubicado fuera de la zona de canales de esta arena.



**Figura 8.10.- Mapa de Producción Acumulada de agua.
Arena G-8 Campo Guafita Sur**

En este mapa se muestra el acumulado de agua desde el inicio de la explotación de la arena donde se observa que los pozos en la estructura del yacimiento han acumulado mayor cantidad de agua que los pozos en la base del mismo.

En el flanco central del yacimiento es donde existe un mayor acumulado de agua, los pozos GF-27 y GF-18 muestran altos acumulados de agua (posible conificación), en la zona central del yacimiento se aprecia una zona de altos acumulados de agua (zona verde) lo que puede ser señal de canalización.

El estudio de las aguas se realizó sobre 11 muestras de crudo. Se caracterizó mediante el análisis de los iones mayoritarios (Cl^- , HCO_3^- , $\text{CO}_3^{=}$, $\text{SO}_4^{=}$, Na^+ , Ca^{2+} , y Mg^{2+}), con el fin de encontrar la tendencia de origen de las aguas del acuífero. Las sumas de las

concentraciones de los iones son muy bajas, lo que, en primera aproximación, indica aguas que no son de origen connato, así como las siguientes características:

- ✓ Distribución similar características de aguas meteóricas.
- ✓ La suma de los iones no alcanza 200 ppm.
- ✓ Altas concentraciones de sodio.
- ✓ Bajas concentraciones cloruros.
- ✓ Altas concentraciones de bicarbonatos

Tabla N° 8.5.- Características físico-químicas del agua producida en el Campo Guafita.
Fuente: Datos obtenidos de análisis físico-químico realizado por PDVSA.

PARÁMETROS	CANTIDAD
Color	Sin color
Olor	Sin olor
Sabor	Sin color
Alcalinidad total	1800,0 (ppm CaCO ³)
Dureza temporal	700.00 (ppm CaCO ³)
Dureza permanente	0,00 (ppm CaCO ³)
Dureza total	100,00 (ppm CaCO ³)
Fe	1,0 ppm
Sílice	10 ppm
pH	9,3
Resistividad	0,90 (ohm-m) @ 85 °F

A través del análisis de aguas (iones mayoritarios), se determinó que el agua es de origen meteórico, lo cual indica que el sistema hidrodinámico esta siendo cargado por agua fresca que recientemente ha estado en contacto con la atmósfera, esto sugiere que la presión del yacimiento se mantiene durante el proceso de producción. Por otro lado se observó una tendencia clara de lavado por agua, debido a lo dinámico de la recarga,

impidiendo que el agua permanezca suficiente tiempo para disolver minerales que contribuyen al incremento de los iones mayoritarios, en los crudos se evidencia la ausencia total de ciertos compuestos aromáticos de bajo peso molecular (más solubles en agua).

8.10.- POES, RESERVAS RECUPERABLES Y RESERVAS REMANENTES.

La estimación de hidrocarburos inicial de un yacimiento es uno de los pasos más importantes en la definición de un modelo de explotación, la cuantificación de los volúmenes de petróleo en sitio (POES) conjuntamente con la distribución espacial de las propiedades de la roca y los fluidos de una acumulación permiten caracterizar un yacimiento con el objetivo de generar un esquema óptimo de explotación para un área en particular.

8.10.1.- POES Campo Guafita Norte.

A partir del cálculo del Poes se puede estimar las reservas recuperables del yacimiento; para el caso del Campo Guafita Norte, estos valores se calcularon basándose en factores de recobro (FR) estimados en 74% para las arenas G-9 y G-10.

Para la arena G-9 se estimó un POES de 700.2 MMBN, para la arena G-10 se estimó un POES de 144.7 MMBN, para un total de 844.9 MMBN.

8.10.2.- POES Campo Guafita Sur:

Oficialmente los resultados indican un POES de 316 MMBN para la columna de hidrocarburos contenida en las arenas G-7-3, G-8, G-9, G-10. El mecanismo de producción asociado es empuje hidráulico por efecto del acuífero activo que mantiene la presión.

Solo se han producido 106 MMBN, lo que representa un 34% del volumen total de petróleo original en sitio.

El volumen de petróleo en Guafita Sur se encuentra principalmente acumulado en la G-10, quedando en segundo lugar la arena G-8, luego G-7-3 y por último G-9.

La Arena G-8 ha tenido una explotación más masiva y efectiva que la arena G-10, ya que originalmente sus volúmenes de reservas recuperables eran muy similares, sin embargo hay que tomar en cuenta que la irrupción de agua en los pozos productores de G-10 ha sido mayor que en G-8, manejándose una RAP promedio de 7,64 e identificándose un proceso de canalización del acuífero casi en la totalidad de sus pozos productores, lo que causa un barrido irregular de zona de petróleo, dejando volúmenes importantes de petróleo atrapados entre zonas invadidas por agua, además de invadir las perforaciones en el pozo evitando así el flujo de petróleo hacia el pozo.

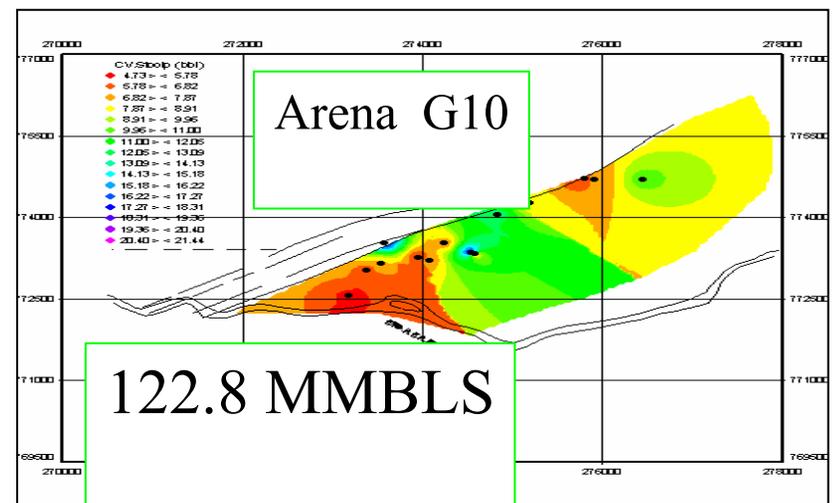
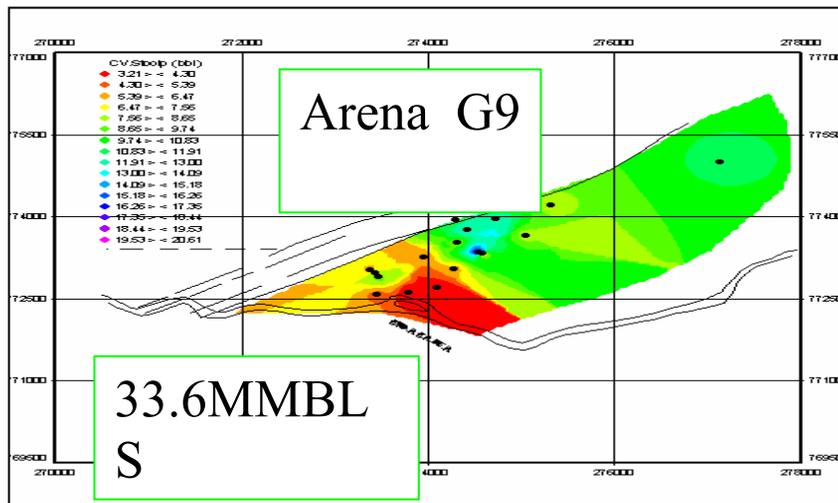
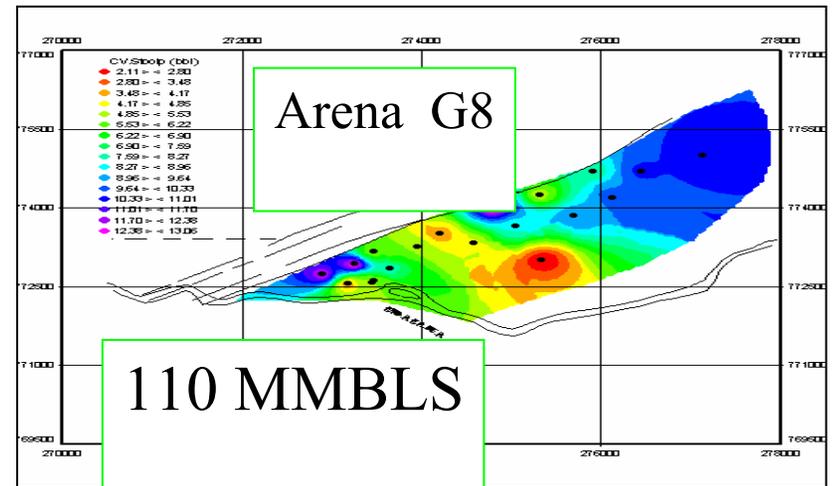
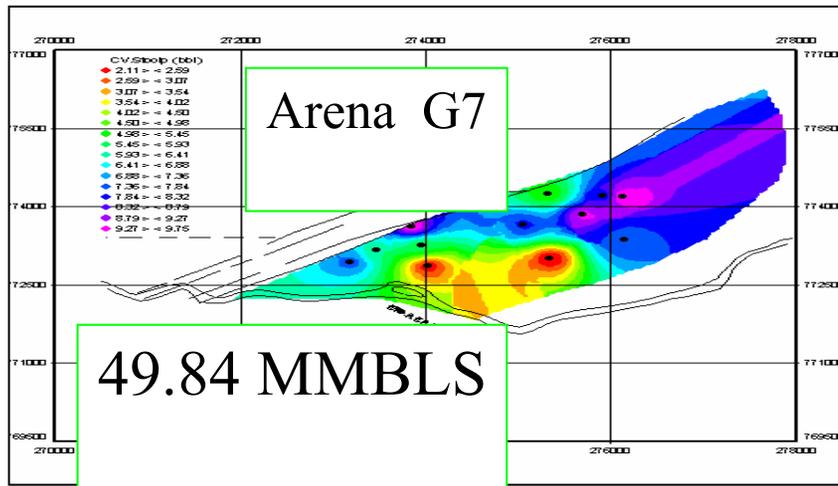


Figura No 8.10

POES Total: 316 MMBls.

Mapa Grid por OFM de Distribución de fluidos Campo Guafita Sur

CAPITULO IX.- METODOLOGÍA.

9.1.-OBJETIVO GENERAL.

Aplicar la metodología VCD en la elaboración del programa de perforación de un pozo de la localización CS-54 del campo "GUAFITA".

9.1.1.- 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 la ingeniería conceptual, ingeniería básica e ingeniería de 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 de riesgo.

9.2.- GENERALIDADES.

La metodología aplicada para la Visualización, Conceptualización y Definición es detallada en los diferentes capítulos que conciernen a cada etapa/tópico del proyecto. Sin embargo, se presenta una metodología general la cual es ilustrada en el “flujograma VCD”.

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 asociados a actividades con sus respectivas sub-actividades.

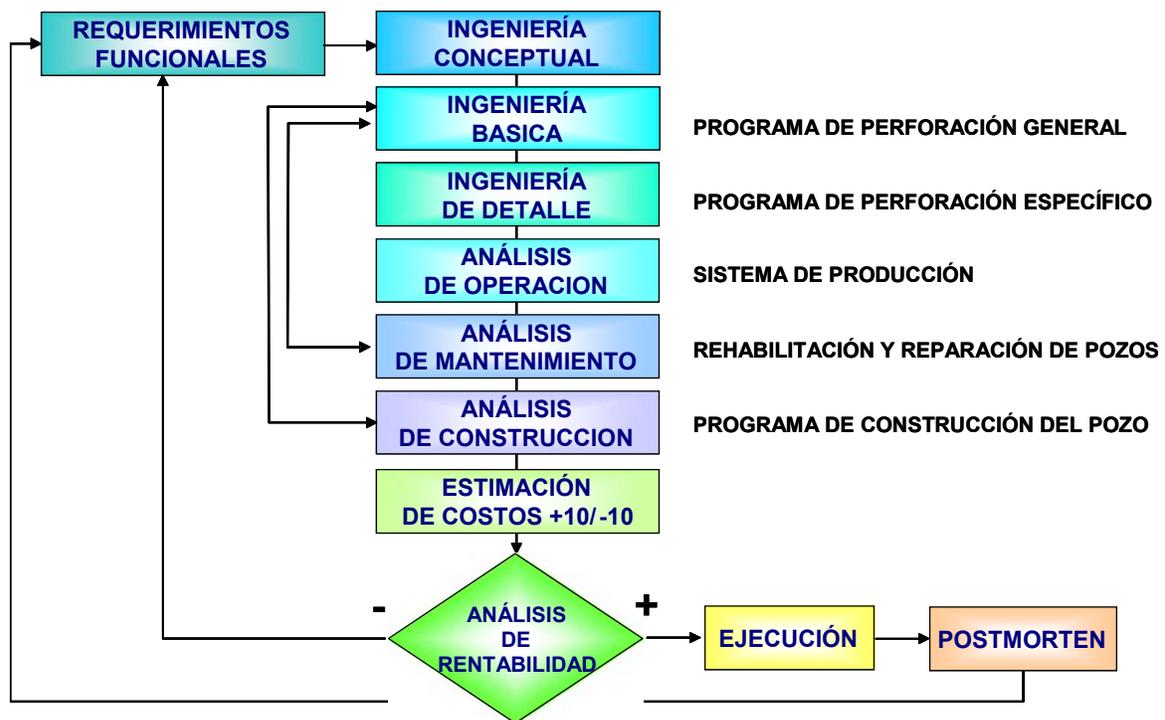


Figura 9.1.- Flujograma VCD

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) ¿Será activo de producción?.
- 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 (Análisis Nodal).
- 2.1.3.- Caracterización de fluidos y roca.
- 2.1.4.- Prognosis de intervalos productores, radio de drenaje.
- 2.1.5.- Análisis comparativo de la información de pozos vecinos.
- 2.1.6.- 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.

- 3.2.1.1. Tipo.
- 3.2.1.2. Dimensiones.
- 3.2.1.3. Funcionalidad.
- 3.2.1.4. Evolución.
- 3.2.1.5. Fluido de Completación.

3.2.2.- Diseño de Trayectoria.

- 3.2.2.1. Geomecánica.
- 3.2.2.2. Direccionalidad.

3.2.3.- Diseño de Revestidores.

- 3.2.3.1. Tipo.
- 3.2.3.2. Puntos de Asentamiento.
- 3.2.3.3. Dimensiones.
- 3.2.3.4. Funcionalidad.
- 3.2.3.5. Evolución.

3.2.4.- Diseño de Hoyos.

- 3.2.4.1. Tipo.
- 3.2.4.2. Dimensiones.
- 3.2.4.3. Funcionalidad.
- 3.2.4.4. Evolución.

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

- 3.2.5.1. Diseño general de fluidos.
- 3.2.5.2. Cementación.
- 3.2.5.3. Mechas.
- 3.2.5.4. Sartas.
- 3.2.5.5. Cañoneo.

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

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

3.5.- Realizar el análisis y mantenimiento de operación y construcción del pozo.

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 DE DETALLE.

4.1.- Revisar detalladamente los requerimientos funcionales.

4.2.- Detallar la estructura de conocimiento, el equipo de trabajo y sus roles, la estrategia de contratación de empresas, la integración del programa de perforación y los controles de ejecución del proyecto.

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.- Predice los sistemas de operaciones del pozo, los efectos no deseados por los esfuerzos geomecánicos e hidráulicos y los potenciales cambios de requerimientos funcionales a los que se someterá el pozo.

5.1.1.- Intervenciones para cambios de completación por efectos energéticos.

5.1.2.- Requerimientos de sensores de fondo y superficie.

5.2.- Re-conceptualiza el pozo y se predice la rutina de mantenimiento preventivo.

5.2.1.- Arenamiento por desequilibrio causado por drenaje superior al crítico.

5.2.2.- 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.

5.5.1.1. Por requerimientos energéticos.

5.5.1.2. Por requerimientos mecánicos.

6.- ANÁLISIS DE MANTENIMIENTO.

6.1.- Predice las intervenciones debido a requerimientos mecánicos y la inversión de capital en completación original.

6.1.1.- Estimación de frecuencia.

6.1.2.- Estimación de costos.

7.- ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN.

7.1.- Revisa detalladamente los requerimientos funcionales.

7.2.- Realiza el flujograma por actividad de la operación.

7.3.- Realiza la programación detallada por actividad con hitos aprobatorios 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 y entrega.

7.4.- Realiza los requerimientos de materiales y equipos.

7.5.- Estructura los recursos, competencias requeridas y roles.

7.6.- Realiza la estrategia de contratación y selección de empresas.

7.7.- Establece el plan SHA (Seguridad, Higiene y Ambiente).

8.- ESTIMACIÓN DE COSTOS.

8.1.- Labor.

8.1.1.- Labor Propia

8.1.2.- Labor Contratada

8.1.3.- Asesoría

8.2.- Estima costos de materiales y equipos.

8.2.1.- Revestidores y accesorios.

8.2.2.- Cabezal del pozo (Secciones A, B, C, D, E).

8.2.3.- Equipos de completación (Empacadura, Camisa, Sello, etc.).

8.2.4.- Tubería de producción.

8.2.5.- Combustibles y lubricantes.

8.2.6.- Otros materiales y suministros.

8.3.- Estima costos de servicios.

- 8.3.1.- Transporte propio, transporte alquilado.
- 8.3.2.- Localización, vía acceso, reacondicionamiento vías de acceso.
- 8.3.3.- (Desvestida-Movilización-Vestida) Taladro o Cabria.
- 8.3.4.- Fluidos, Cementación.
- 8.3.5.- Mechas de Perforación.
- 8.3.6.- Direccional (equipos, servicios, "surveys").
- 8.3.7.- Registros eléctricos, examen de formación (núcleos).
- 8.3.8.- Alquiler equipos perforación / completación / RARC.
- 8.3.9.- Tratamiento de efluentes, líquidos y sólidos.
- 8.3.10.- Alquiler de equipos de control de sólidos, equipos de pesca.
- 8.3.11.- Contrato de taladro o cabria.
- 8.3.12.- Pruebas de tubería, inspección.
- 8.3.13.- Cañoneo.
- 8.3.14.- Acidificación, fractura de formación.
- 8.3.15.- Empaque con grava.
- 8.3.16.- Otros servicios contratados, daños a terceros.

9.- ANÁLISIS DE RENTABILIDAD.

9.1.- Establece la estructura del proyecto.

- 9.1.1.- Producto de la estimación
- 9.1.2.- Tangibles vs. Intangibles

9.2.- Plan de desembolos.

9.3.- Análisis de Riesgos y Arboles de decisión.

9.3.1.- Soporte a la predicción de problemas potenciales.

9.3.2.- Planes de contingencia.

9.3.3.- Proceso sistemático de toma de decisiones.

9.4.- Diagramas de Araña y Tornado.

9.4.1.- Identificar donde enfocar la Gerencia de Costos.

9.4.2.- Identificar cuellos de botella para garantizar rentabilidad.

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

CAPITULO X.- REQUERIMIENTOS
FUNCIONALES (VISIÓN).

10.1.- USO Y TIPO DE POZO.

La localización CS-54, será un pozo de desarrollo ubicado en el cluster GF-14X del campo Guafita Sur. Este pozo está ubicado aproximadamente 570 m al Suroeste del pozo GF-14X y a 460 m al Este del GF-17.

El análisis de toda la información de pozos del área (núcleos, registros, mapas de tendencia de fácies, datos básicos de yacimientos, reservas y comportamiento de producción) indica muy buena prospectividad para los yacimientos objetivo en el área donde se propone esta perforación.

Para la navegación, se propone un perfil direccional tipo "J", el cual manteniendo el ángulo atravesará todo el intervalo de interés, para así asegurar entrar en todos los niveles de la arena objetivo.

Las coordenadas UTM (Universal Transverse Mercator) de Fondo y Superficie definitivas correspondientes a la localización CS-54 son:

SUPERFICIE (Cluster GF- 14X)		FONDO	
N: 773.397,42	E: 276.227,42	N: 772.895	E: 275.841

10.2.- OBJETIVOS DE LA CORPORACIÓN.

Los proyectos de Inversión de Capital de la Corporación tienen como objetivos:

- ✓ Mínimo costo y ser económicamente rentables.
- ✓ Valor Presente Neto mayor a cero.
- ✓ Tasa Interna de Retorno superior al 15%.

REQUERIMIENTOS FUNCIONALES (VISIÓN)

- ✓ Requisitos de calidad cero defecto.
- ✓ Mínimo daño e Impacto ambiental garantizando el cumplimiento de normas e indicadores para la Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA).

10.3.- OBJETIVOS DE LA UNIDAD DE EXPLOTACIÓN.

Incrementar el potencial del Distrito Sur de PDVSA en 1000 BNPD de crudo de 29 °API del yacimiento G-7-2, mediante el desarrollo de un plan de Explotación que conlleva la perforación de un pozo direccional tipo "J", el cual presenta un presupuesto asociado de 2.100 MMBs. y 37 días de construcción, siendo el proyecto evaluado bajo un horizonte económico de 20 años, obteniendo una Tasa Interna de Retorno de 59,06%, Valor Presente Neto de 4515,8 MMBs, Eficiencia de Inversión de 2,73 y un Tiempo de Pago de 1,40 años

La localización CS-54 a perforarse en el campo Guafita Sur, presenta como objetivo principal la arena G-7-2 (Mioceno). Esta nueva localización constituirá un punto de drenaje adicional para extraer las reservas oficiales recuperables probadas de estas arenas, que se sitúan en los 5,38 MMBN y cuyas reservas remanentes en este bloque se encuentran en el orden 2,139 MMBN de petróleo de 29 °API. Además existen reservas oficiales recuperables probadas de la arena G-7-3/4 objetivo secundario que se encuentran en el orden de los 46,22 MMBN con unas reservas remanentes para el campo Guafita Sur de 25,13 MMBN de petróleo de 29 °API.

10.4.- OBJETIVOS DE PERFORACIÓN.

Optimizar los diseños de construcción, buscando mejorar los tiempos de perforación en 10%, lo cual aunado a la aplicación de las mejores prácticas e inclusión de tecnologías de vanguardia permita disminuir costos en 20%.

Realizar el mejor diseño, mantenible en el tiempo, asegurando la optimización de costos.

REQUERIMIENTOS FUNCIONALES (VISIÓN)

Asegurar la optimización de futuros trabajos a partir de las lecciones aprendidas.

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).

Completar garantizando el mantenimiento y las futuras intervenciones.

CAPITULO XI.- INGENIERÍA CONCEPTUAL.

11.1.- ESTIMACIÓN DE PRESIÓN DE PORO Y GRADIENTE DE FRACTURA.

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 permite conocer la ventana operacional del peso de lodo.

Se obtuvo la presión de poro y el gradiente de fractura para las Formaciones Río Yuca, Parángula y Guafita mediante el uso de la aplicación de ingeniería PREDICT, utilizando la información proveniente de los registros rayos gamma, sínico, resistividad y densidad del Pozo GF-14X.

El procedimiento fue el siguiente:

- 1.- Se desplegaron las curvas de los registros en diferentes pistas, en la primera pista profundidad contra rayos gamma, en la segunda pista profundidad contra tiempo de tránsito de la onda compresional, en la tercera pista profundidad contra resistividad y en la cuarta pista profundidad contra densidad bruta.
- 2.- Luego se estimó, basado en el registro rayos gamma del pozo GF-14X, una línea base de lutitas de 80 GAPI, basados en el Índice Gamma Ray.
- 3.- En base a esto se discriminaron las lutitas de las areniscas. El análisis se realizó con los valores de tiempo de tránsito y resistividad en las lutitas.
- 4.- Se determinaron las líneas de tendencia de compactación normal (LTCN) tanto para el tiempo de tránsito como para la resistividad.

INGENIERÍA CONCEPTUAL (REVISIÓN DE OPCIONES)

5.- A partir del registro de densidad se creó un registro de gradiente de sobrecarga, el cual ya había sido creado mediante la integración del registro sintético de densidad.

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

A partir de estas curvas se construyeron las curvas de gradiente de fractura para cada curva de presión de poro.

En las figura 11.1 se muestra el resultado obtenido para el pozo GF-14X

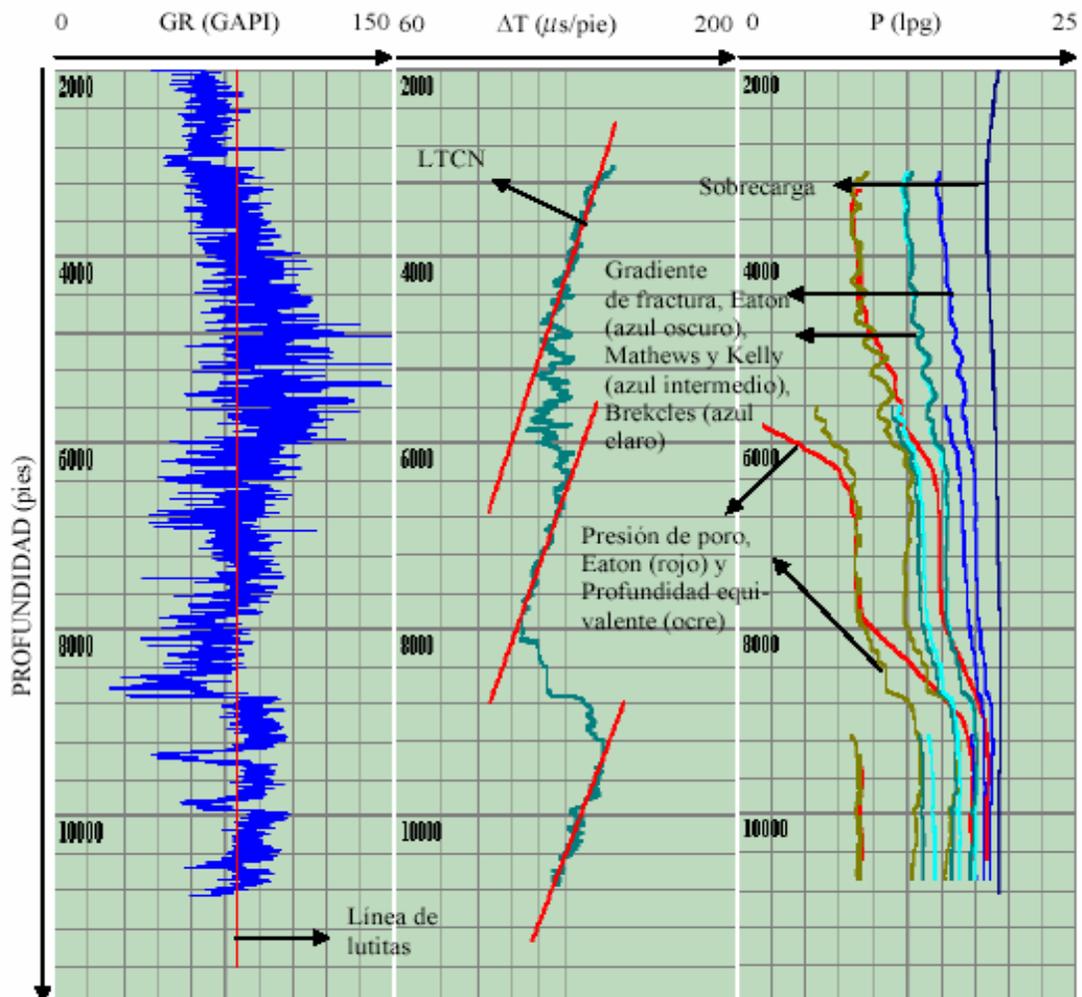


Figura 11.1.- Registro de Rayos Gamma, Sónico, Presión de Poro, Gradiente de Fractura y Gradiente de Sobrecarga del Pozo GF-14X.

INGENIERÍA CONCEPTUAL (REVISIÓN DE OPCIONES)

A partir del análisis generado por PREDICT, se obtuvieron los siguientes valores promedios:

Tabla 11.1.- Presión de Poro y Gradiente de Fractura.

Presión de Poro	0,443 Lppc/pie
Gradiente de Fractura	0,7 Lppc/pie

11.2.- GRADIENTE DE TEMPERATURA.

El gradiente de temperatura se determinó a partir de la medición de temperatura tomada durante la corrida de los registros: Resistividad, Gamma Ray, Potencial Espontáneo y Densidad-Neutrón del pozo GF-5X.

Así mismo el valor de la temperatura del yacimiento se obtuvo a partir del Análisis PVT realizado en el pozo GF-14X, donde se obtuvieron los siguientes resultados.

Tabla 11.2.- Temperatura del Yacimiento.

Yacimiento	Temperatura (F)
G-7-2	196° @ 7322 Pies
G-7-3/4	197° @ 7416 Pies

Gradiente de temperatura: 0,016 °F/pie.

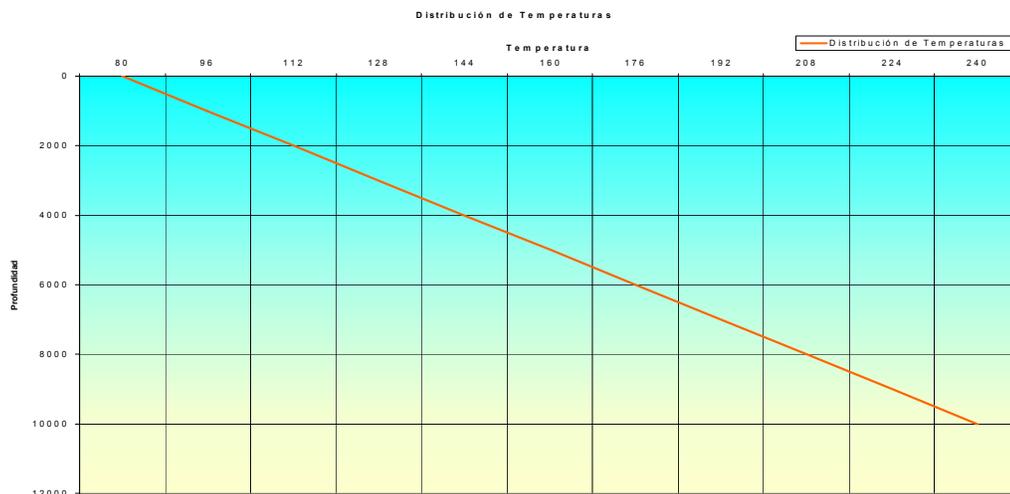


Figura 11.2.- Distribución de Temperatura Campo Guafita.

11.3.- PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE DE DISEÑO Y MÉTODO DE PRODUCCIÓN NODAL.

La presión en el Campo Guafita ha venido declinando debido a la producción de fluidos; del análisis nodal se tiene la presión de fondo fluyente de diseño en el orden de 2.900 Lppc, requiriéndose de un método de producción con Equipo Levantamiento Artificial asistido por Equipo de Bombeo Electrosumergible.

Se simuló el comportamiento de producción del prospecto, con una bomba TE-1500 de 105 etapas resultando:

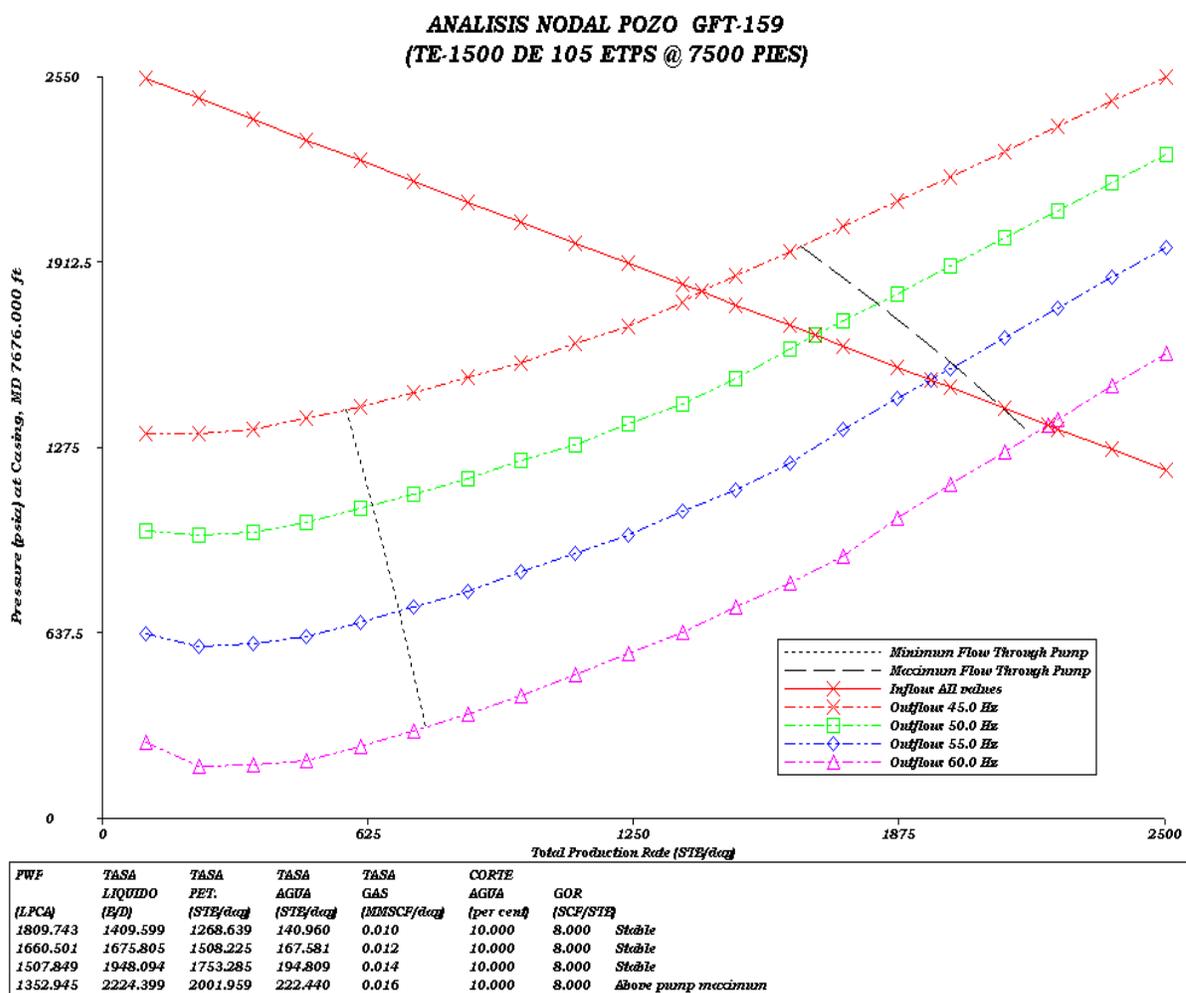


Figura 11.3.- Simulación del comportamiento de producción Pozo para la localización CS-54

11.4.- CARACTERIZACIÓN DE ROCA Y FLUIDOS.

Los análisis petrofísicos realizados en el área han permitido obtener las siguientes características:

Tabla 11.3.- Propiedades Petrofísicas Estimadas de la Arena G-7-2.

ARENA	ARENA NETA TOTAL (pies)	ARENA NETA PETROLÍFERA (pies)	POROSIDAD (%)	SATURACIÓN DE AGUA (%)	SATURACIÓN DE PETRÓLEO (%)	PERMEABILIDAD (md)
G-7-2	20	15	20	41	59	250

En cuanto a las propiedades de los fluidos se tiene que el petróleo presenta una gravedad de 29 °API promedio, con una Presión de Burbujeo promedio de 40 lppc.

11.5.- PROGNOSIS DE INTERVALOS PRODUCTORES Y RADIO DE DRENAJE.

La secuencia estratigráfica a ser atravesado en la localización CS-54, con su topos formacionales se presenta a continuación:

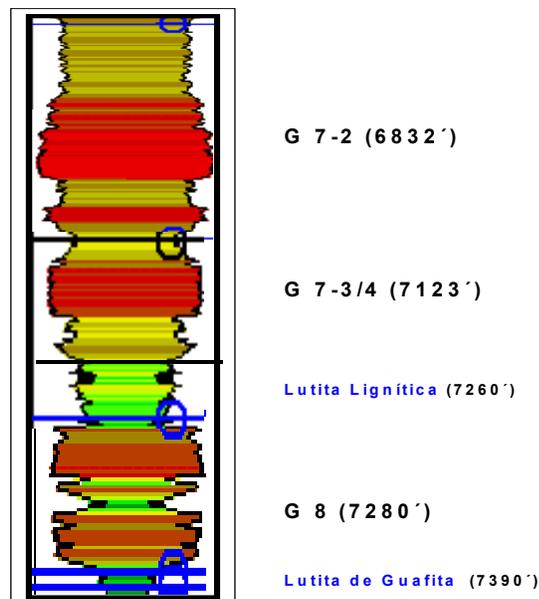


Figura 11.4.- Topos Formacionales de la Localización CS-54

INGENIERÍA CONCEPTUAL (REVISIÓN DE OPCIONES)

Los intervalos productores del pozo a ser perforado en la localización CS-54 están conformados por las arenas G-7-2 y G-7-3/4 que presentan las siguientes características:

Tabla 11.4- Topes Formacionales y Radio de Drenaje.

Formaciones	Tope Estimado (pies)	Radio de drenaje (m)
G-7-2	6832	450
G-7-3/4	7123	350

Las pruebas de presiones realizadas en el área han permitido determinar que en el Campo Guafita se tiene un radio de drenaje promedio de 400 metros.

11.6.- ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA INFORMACIÓN DE POZOS VECINOS.

Con las coordenadas de superficie de la localización propuesta (Norte: 773397 y Este: 276227,42), se ubicó en un mapa Isópaco – Estructural, los pozos vecinos, los cuales son: GF-14X, GF-17, GF-31, y GF-52. Esto se realizó con la finalidad de realizar el cuadro resumen de los eventos asociados a la perforación, y tiempos durante la perforación para cada uno de los pozos.

Tabla 11.5.- Pozos Vecinos de la Localización CS-54.

POZO	TIPO	LOCALIZACIÓN	CLUSTER	COORDENADAS DE SUPERFICIE		PERFORACIÓN
				NORTE	ESTE	
GF-14X	V	CS-55	GF-14X	773361.26	276147.26	15/04/1986
GF-17	D	CK-54	GF-14X	773360.81	276172.19	11/03/1987
GF-31	D	CH-54	GF-14X	773362.41	276222.59	02/05/1990
GF-52	D	CH-54AJ1	GF-14X	773380.22	276180.28	15/01/1995

11.6.1.- Historia de Perforación

Es un cuadro resumen que presenta los eventos más relevantes ocurridos durante la perforación del pozo, este contempla: características de los revestidores utilizados (diámetro, peso, grado y tipo de rosca), curva de densidad de lodo y tipo de fluidos utilizados, diámetro de los hoyos perforados, tasa de penetración obtenida en cada intervalo perforado, además se esquematizan gráficamente los eventos resaltantes durante la perforación (pegas, arrastres, apoyos y repasos) para finalmente plasmar en forma escrita los aspectos anteriormente mencionados (ver Apéndice C).

La información obtenida a partir de las historias de perforación conducirá a la caracterización del área en relación a los problemas que se pueden presentar durante la perforación, lo cual permitirá preverlos y a su vez contar con un plan de contingencia asociado a cada evento.

11.6.2.- Tiempos Durante la Perforación.

El proceso de construcción de pozos conlleva una serie de actividades inherentes a la perforación y completación de un pozo: mudar, vestir, perforar, revestir, evaluar y completar. Cada una de éstas, se compone de un tiempo asociado necesario para ejecutarlas. Estos tiempos son clasificados en dos grupos a saber:

- ✓ 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. Para un mejor análisis de los eventos

que generan tiempos no productivos durante las diferentes fases del proceso de perforación, se clasifica en:

a) Tiempo Problemas: Son todos aquellos acontecimientos no productivos inherentes a la condición del hoyo y que por sus características se le denominan "problemas". Comprende las actividades: Acondicionamiento de hoyo, pérdida de circulación, atascamiento de tubería, control de arremetida, "side track" (desvío), corrección de cementación primaria, pesca y complejidad geológica.

b) Tiempo Perdido: Son todos aquellos acontecimientos no productivos que por su naturaleza no son considerados como tiempo Problemas y no están asociados a condiciones del hoyo sino a eventos logísticos y superficiales. Estos son: las fallas en general, las esperas, reacondicionamientos, reparaciones y fuerza mayor.

Para la planificación de un pozo se hace necesario conocer el tiempo asociado a cada fase de perforación llevada a cabo en los pozos vecinos, lo que permite establecer un tiempo aproximado total de perforación y de esta manera realizar los estimados de costos.

Debido a que el pozo más reciente que se ha perforado en el área, el cual pertenecerá a la localización CS-54, corresponde al año 1995, se decidió analizar los cinco últimos pozos perforados en el mismo Campo Guafita Sur, GF-151, GF-152, GF-153, GF-154 y GF-155, con la finalidad de soportar la aplicación de nuevas tecnologías y la implementación de las mejores prácticas que se han establecido progresivamente en el área.

Para determinar los tiempos empleados en cada una de las fases de la perforación, se utilizó el reporte de operaciones de las carpetas de pozos, clasificándose en las siguientes fases:

- ✓ Mudanza.
- ✓ Perforación del hoyo de superficie.
- ✓ Corrida y cementación del revestidor de superficie.

INGENIERÍA CONCEPTUAL (REVISIÓN DE OPCIONES)

- ✓ Perforación del hoyo intermedio.
- ✓ Corrida de registros a hoyo abierto.
- ✓ Corrida y cementación del revestidor intermedio.
- ✓ Perforación del hoyo de producción.
- ✓ Corrida y cementación del revestidor "liner" de producción.
- ✓ Completación del pozo (registro de cementación, cañoneo, empaque con grava, evaluación, etc.).

Se realizaron tres tipos de gráficos, las cuales se describen a continuación:

- ✓ Gráfico de Perforación: Representa los tiempos asociados a cada una de las fases del proceso, tanto productivos como no productivos.

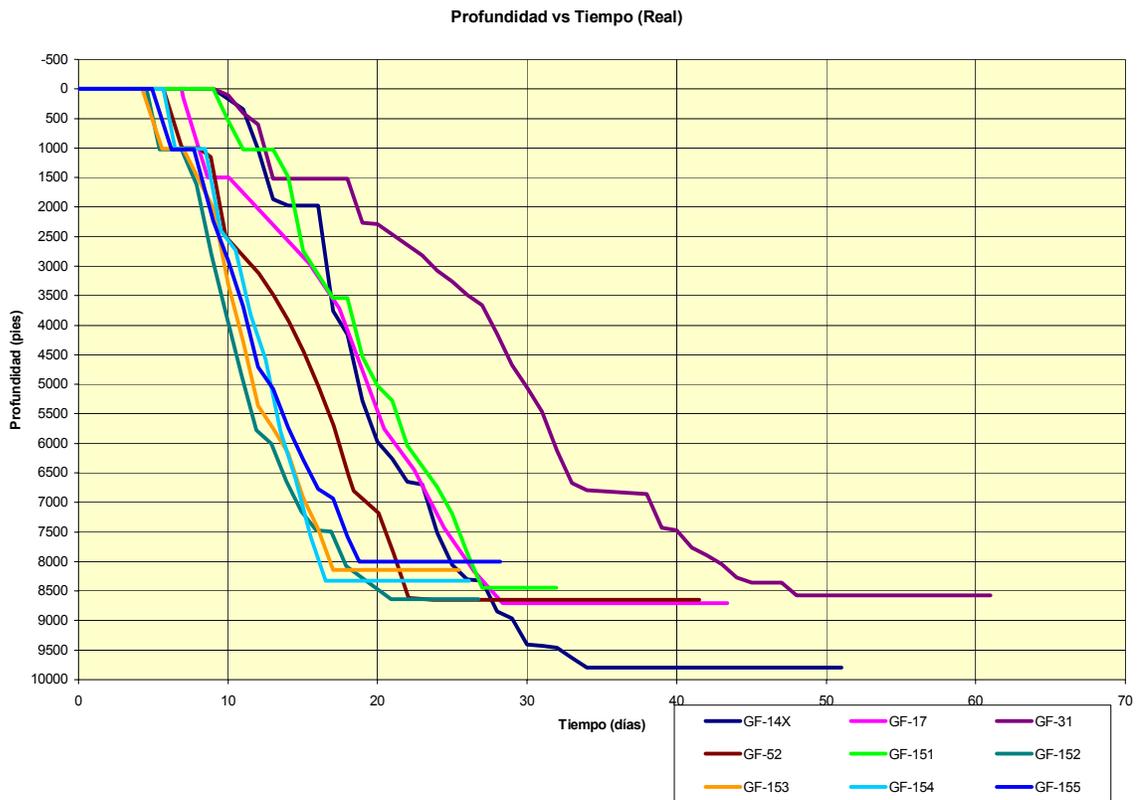


Figura 11.5.- Curva de Profundidad vs Tiempo.

INGENIERÍA CONCEPTUAL (REVISIÓN DE OPCIONES)

En la gráfica se aprecia que el pozo GF-31, el cual terminó con un tiempo de perforación de 60,85 días, es el de mayor duración, seguido por el GF-14X con 50,3 días, el pozo GF-52 se perforó en 41,6 días, siendo el que representa ser el mejor.

- ✓ Curva Limpia: Representa únicamente los tiempos productivos.

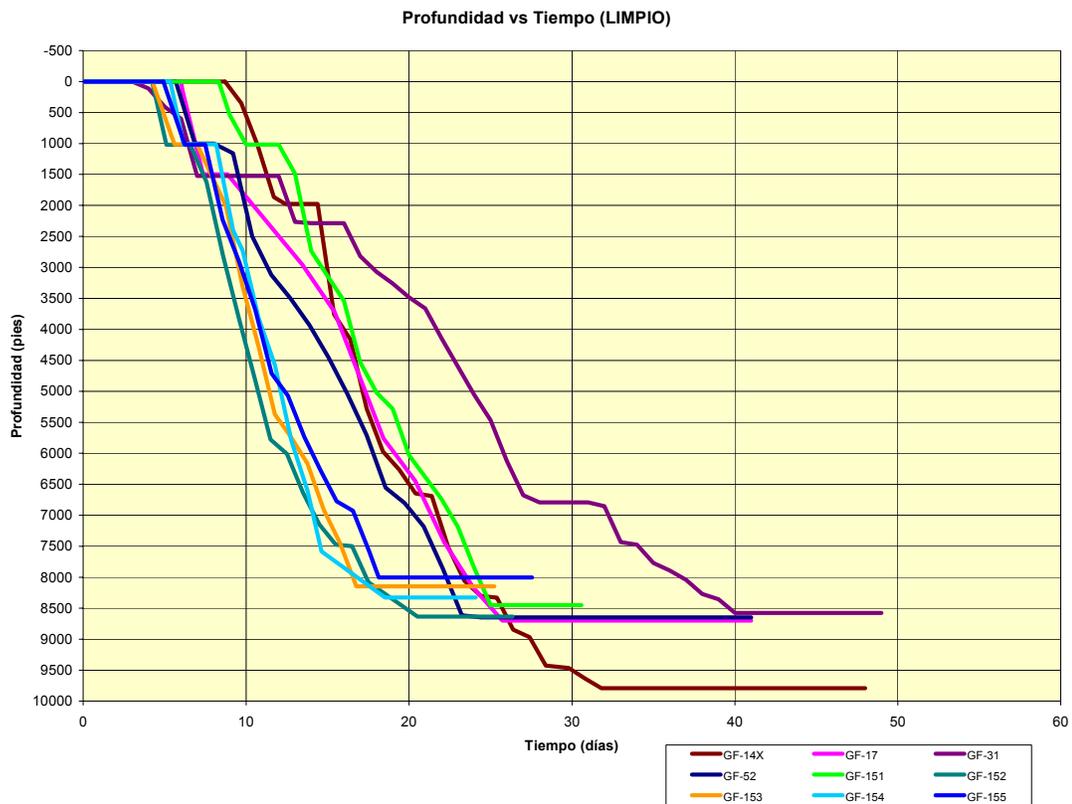


Figura 11.6.- Tiempo Limpio.

El Factor de Tiempo Perdido (FTP), es función de los tiempos no productivos, como lo podemos observar en la siguiente figura (se determinó dividiendo el tiempo no productivo por el tiempo total de perforación):

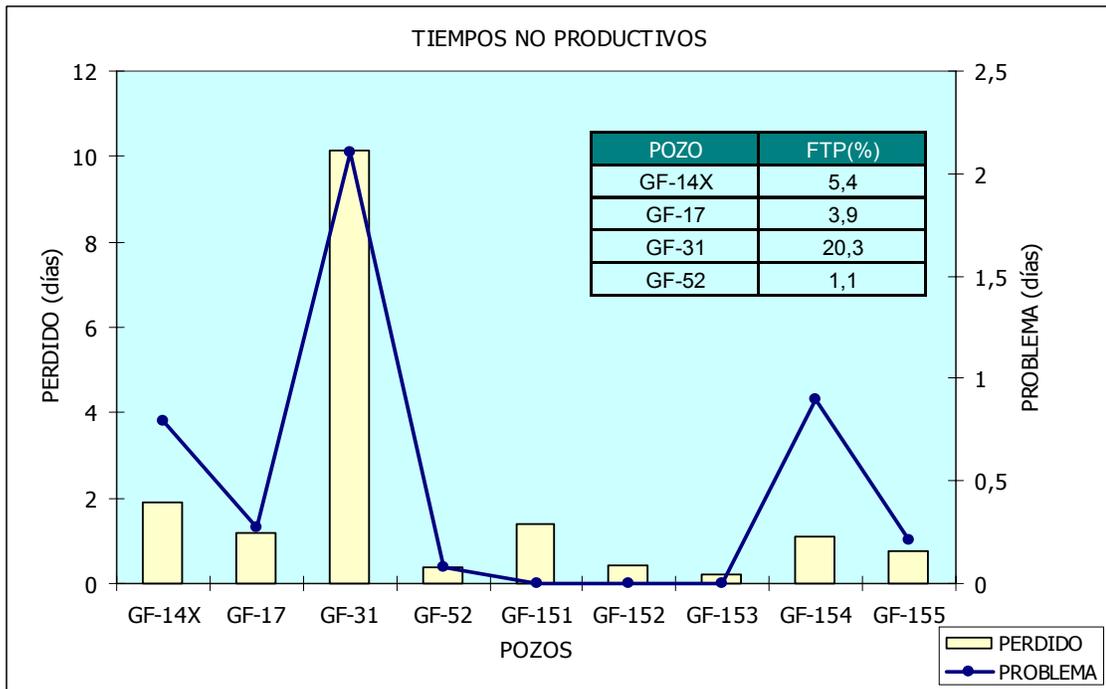


Figura 11.7.- Clasificación de los Tiempos no Productivos.

Para cada pozo se clasificaron los tiempos no productivos, observándose que los tiempos perdidos inciden en mayor proporción que los tiempos problemas. Se promediaron los tiempos productivos de perforación para el cluster, obteniéndose 44,74 días, tal como se ilustra en la siguiente tabla:

Tabla 11.6.- Tiempos Productivos de Perforación para el Cluster GF-14X.

POZO	TIEMPO LIMPIO
GF-14X	47,58
GF-17	41,73
GF-31	48,5
GF-52	41,14
PROMEDIO	44,74

INGENIERÍA CONCEPTUAL (REVISIÓN DE OPCIONES)

La siguiente tabla muestra los tiempos productivos por fase para los últimos pozos del área:

Tabla 11.7.- Tiempos Productivos por Pozo

POZO	FASES						TOTAL (DÍAS)
	MUDANZA	HOYO SUPERFICIE	REV. SUP.	HOYO PRODUCCION	REV. PROD.	COMPLETACIÓN	
GF-151	8,33	1,75	1,81	12,54	0,54	5,6	30,57
GF-152	4,23	0,88	1,46	13,96	1,58	4,25	26,36
GF-153	4,25	1,35	1,4	10,92	1,81	5,5	25,23
GF-154	5,35	0,81	1,98	10,23	1,42	4,25	24,04
GF-155	4,92	1,1	1,48	12,67	1,54	5,52	27,23

Para la localización propuesta se considera efectuar empaque con grava debido a los problemas de producción de arena, por lo que el tiempo estimado de completación es de 10 días.

Tabla 11.8.- Tiempo de Completación Actual.

POZO	FASES						TOTAL (DÍAS)
	MUDANZA	HOYO SUPERFICIE	REV. SUP.	HOYO PRODUCCION	REV. PROD.	COMPLETACIÓN	
GF-151	8,33	1,75	1,81	12,54	0,54	10	34,97
GF-152	4,23	0,88	1,46	13,96	1,58	10	32,11
GF-153	4,25	1,35	1,4	10,92	1,81	10	29,73
GF-154	5,35	0,81	1,98	10,23	1,42	10	29,79
GF-155	4,92	1,1	1,48	12,67	1,54	10	31,71
META	4,23	0,81	1,4	10,23	0,54	10	27,21

Para estos pozos el tiempo óptimo de perforación fue de 27,21 días; tomando en cuenta el tiempo de construcción de las fases más rápida de los mismos, es decir, para la fase mudar se tomó el menor tiempo de los cinco, de igual manera para las demás.

INGENIERÍA CONCEPTUAL (REVISIÓN DE OPCIONES)

Finalmente se estimó el tiempo de perforación para la localización, realizando un promedio entre los tiempos productivos totales de los cinco pozos que se muestran en la Tabla 11.8 dando como resultado 32 días.

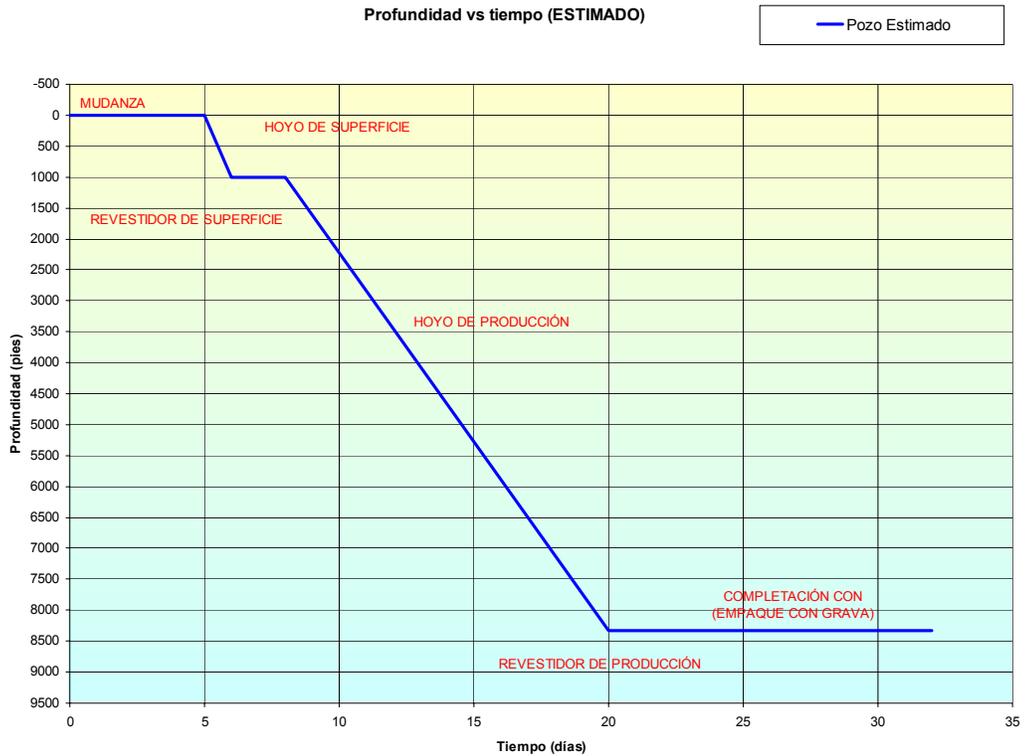


Figura 11.8.- Curva Estimada para la Localización Propuesta

11.7.- MÉTRICAS DE YACIMIENTO Y DE POZO.

Las mejores prácticas se refieren a la homologación de un proceso donde se conjuguen todas las actividades que se hayan realizado óptimamente. El VCD surge como resultado del análisis comparativo de las mejores prácticas realizadas a escala mundial por la institución IPA (Independent Project Analysis), la cual agrupa a 13 empresas líderes a nivel mundial (Exxon-Mobil, BP Amoco, etc,) 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 con respecto 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 un pozo esta conformado por dos matrices: Matriz de Complejidad del Yacimiento y Matriz de Complejidad del Pozo. Estas 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.

Estas matrices están formadas por una serie de preguntas que miden el nivel de complejidad asociado a las variables técnicas que tienen mayor impacto en el proceso de planificación y perforación de un pozo y que inciden directamente en el grado de dificultad de dicho proceso.

INGENIERÍA CONCEPTUAL (REVISIÓN DE OPCIONES)

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

La Matriz Complejidad del Yacimiento consta de:

- ✓ "Inputs" (Información/Datos).
- ✓ Definición de las 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 evaluar y optimizar 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:

INGENIERÍA CONCEPTUAL (REVISIÓN DE OPCIONES)

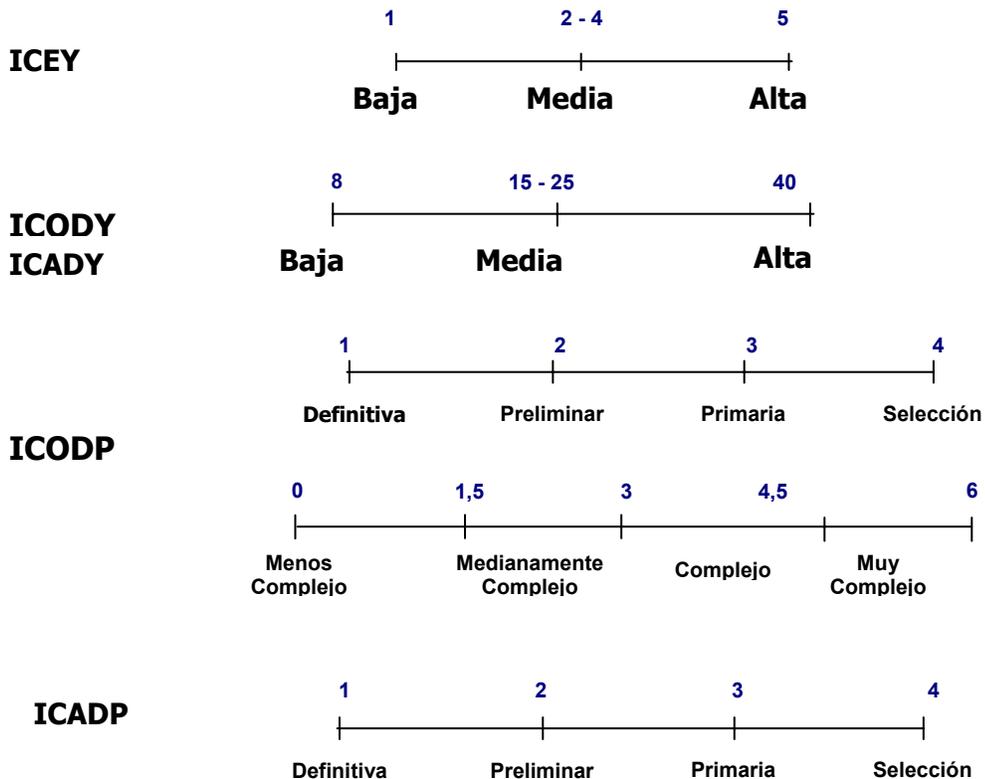
✓ Guías para la Medición de la Complejidad del Proceso de Perforación.

1. VCD (Visualización, Conceptualización y Definición) de Construcción de Pozos.
2. IPA, (Índice IPA de Complejidad del Pozo).

Los resultados son obtenidos en valores numéricos definidos como índices, los cuales se muestran en la tabla 11.9:

Tabla 11.9.- Índices de Complejidad.

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



INGENIERÍA CONCEPTUAL (REVISIÓN DE OPCIONES)

Es importante destacar que debido a la reciente implementación de este modelo, no se ha logrado establecer un límite que permita 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.

11.8.- RESULTADOS DE LOS INDICES DE COMPLEJIDAD PARA EL POZO.

Estas matrices se realizaron 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 Estudios Integrados (Geólogos, Ingenieros de Yacimientos, Petrofísicos), compañías de servicios y en este caso en particular la Unidad de Explotación Apure ("UEA"). (ver Apéndice B).

Los resultados obtenidos para la localización CS-54 se presentan en la tabla 11.10:

Tabla 11.10.- Resultados de los Indices de Complejidad Pozo la Localización CS-54.

Índice		Rango	Valor
Índice Complejidad Estática Yacimiento	ICEY	1 al 5	2,1
Índice Complejidad Dinámica Yacimiento	ICODY	8 al 40	23,1
Índice Calidad Definición Yacimiento	ICADY	1 al 4	2,9
Índice Complejidad Pozo	ICODP	0 al 6	1,1
Índice Calidad Definición Pozo	ICADP	1 al 4	2,8

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 la metodología VCD.

INGENIERÍA CONCEPTUAL (REVISIÓN DE OPCIONES)

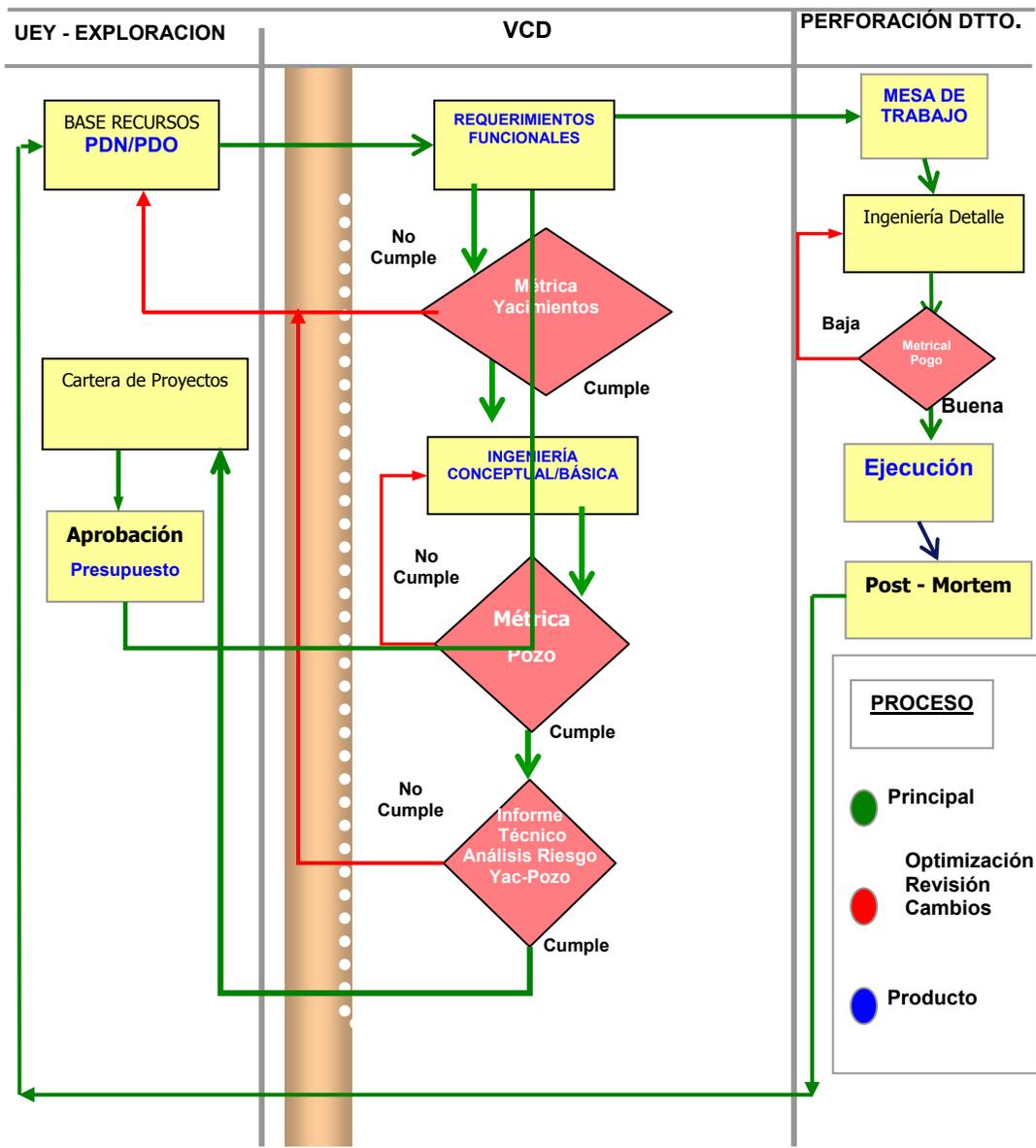


Figura 11.4.-Flujograma de generación de métricas.

Tal como se encuentra descrito en el flujograma anterior, las métricas de pozo son realizadas previa generación de las de yacimiento, ya que 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 mismo entorno.

11.9.- ESTRATEGIA DE APLICACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS Y MEJORES PRÁCTICAS.

El proceso de Aplicación de Nuevas Tecnologías y mejores prácticas en la perforación del campo Guafita se basa en:

- ✓ Correr mechas con mayor rendimiento en el área "Mechas Polycrystalline Diamond Compact (PDC)" con 6 aletas y cortadores de 22 mm de diámetro, las cuales han generado ahorros en tiempo de 235 horas por pozo, con una tasa de penetración de 38 pies por hora y un rendimiento promedio de una mecha por cada dos pozos.
- ✓ Utilizar fluidos de completación de baja densidad compatibles con la formación a fin de minimizar el daño, así como la eliminación del uso de barita mediante el uso del Carbonato de Calcio (CaCO_3).
- ✓ Efectuar viajes cortos cada 50 horas de rotación con el fin de asegurar la limpieza y estabilidad del hoyo.
- ✓ Bombear píldoras viscosas y dispersas cada 300 pies garantizando así la limpieza efectiva del hoyo cuando se tengan tasas de penetración superiores a 30 pies/hora.

11.10.- DEFINICIÓN DE LA COMPLETACIÓN MECÁNICA PRELIMINAR.

La completación del pozo del área básicamente se compone de:

- ✓ Equipo de Bombeo Electrosumergible.
- ✓ Empaque con grava.
- ✓ Tubería de 3-1/2".

11.11.- DEFINICIÓN DE LA TRAYECTORIA Y GEOMECÁNICA REGIONAL.

El pozo a ser perforado en la localización CS-54 se propone como Direccional Tipo "J" con un KOP promedio de 1400 pies, un ángulo de máximo de inclinación de 21°, desplazamiento horizontal de 2500 pies, una severidad de pata de perro de 2,5 0/100 pies y profundidad vertical verdadera total de 7923 pies.

Actualmente no existe información geomecánica disponible para estimar la dirección de los esfuerzos principales en el campo Guafita Sur por lo que se debe inducir por evidencias secundarias, no obstante a partir de la información obtenida de los ensayos especiales de laboratorio de resistencia mecánica de la roca realizados con muestras del pozo GF-26 se observan patrones de fracturas naturales parcialmente abiertas a nivel de la arena G-7-2.

11.12.- DEFINICIÓN DE LAS DIMENSIONES DE LOS REVESTIDORES.

El diseño de revestidores básicamente comprende:

Revestidor de Superficie de diámetro 10-3/4" con el objetivo de cubrir las arenas de agua superficiales.

Revestidor de Producción de diámetro 7" con el objetivo de aislar arenas de agua, cubrir formaciones inestables y proteger las arenas productoras.

11.13.- DEFINICIÓN DE LA GEOMETRÍA DE LOS HOYOS.

La geometría de los hoyos básicamente comprende:

Hoyo de Superficie con un diámetro de 12-1/4" y va a ser perforado hasta una profundidad aproximada de 1000 pies.

Hoyo de Producción con un diámetro de 8-1/2" y va a ser perforado hasta la profundidad total aproximada de 8400 pies.

11.14.- DEFINICIÓN DEL USO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

En el hoyo de superficie se va a utilizar un lodo agua-gel con propiedades de acarreo para garantizar la efectiva limpieza del hoyo.

En el hoyo de producción se va a utilizar un lodo 100% aceite para estabilizar zonas inestables y con propiedades de acarreo que garanticen la efectiva limpieza del hoyo siempre buscando fluidos compatibles con la formación para minimizar el daño.

11.15.- DEFINICIÓN DEL USO DE MECHAS.

Las mechas PDC "Polycrystalline Diamond Compact" van a ser utilizadas, por ser ellas las que han generado los mejores resultados en el área.

11.16.- DEFINICIÓN DEL USO DEL ENSAMBLAJE DE FONDO.

En la sección vertical va a ser utilizado un ensamblaje de fondo liso para asegurar la verticalidad y en la desviación del pozo un sistema de navegación conformado por un motor de fondo con camisa estabilizada.

11.17.- ESTRATEGIAS DE NEGOCIOS.

Las estrategias de negocio para el proyecto, se encuentran focalizadas a la culminación de los procesos licitatorios para los equipos, herramientas y servicios, tales como: taladros, servicio direccionales, cementación, fluido, equipos de control de sólidos, tratamientos de efluentes, y otros, por lo que se quiere 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, colgadores y otros.

11.18.- ANÁLISIS CONCEPTUAL DE CONSTRUCCIÓN DEL POZO.

- ✓ La localización CS-54, presenta un esquema de construcción poco complejo.
- ✓ Se usara la placa del pozo GF-14X (pozo vertical).
- ✓ Lodo de Perforación óptimo para el área.
- ✓ Equipos con disponibilidad inmediata.
- ✓ Personal con experiencia (Taladro en secuencia).

11.19.- ANÁLISIS CONCEPTUAL DE MANTENIMIENTO DEL POZO.

Debido a que las arenas que se atravesaran pertenecen al Mioceno, existen problemas de arenamiento que causan caídas en la producción del pozo, lo que contempla intervenciones periódicas.

El Mioceno corresponde a una Epoca del Tiempo Geológico, comprendida en la Era Geológica del Cenozoico dentro del periodo del Neógeno. Comprende un rango de tiempo desde los 23.5 millones de años a los 5.3 millones de años.

La localización CS-54 va a ser completada con Equipo de Bombeo Electrosumergible por ello se tiene previsto posibles intervenciones en el pozo por problemas con los componentes de estos equipos.

11.20.- ANÁLISIS CONCEPTUAL DE OPERACIÓN DEL POZO.

Se tienen facilidades de superficie debido a la cercanía del prospecto con la placa del pozo GF-14X.

INGENIERÍA CONCEPTUAL (REVISIÓN DE OPCIONES)

El campo Guafita presenta un mecanismo de producción hidráulica asociado a un acuífero de características infinitas lo que implica que el avance del frente de agua origina aumento del corte de agua en los pozos.

11.21.- ESTIMACIÓN DE COSTOS A NIVEL CONCEPTUAL PARA BASE DE RECURSOS.

Tabla 11.6.- Costo por Fase de los Pozos más Recientes del Campo Guafita.

	MUDANZA MMBs	HOYO SUPERFICIE MMBs.	HOYO PRODUCCIÓN MMBs	COMPLETACIÓN MMBs.	TOTAL MMBs.
GF-148	450,5	124,8	836,4	730,1	2.141,8
GF-149	542,3	149,3	877,5	508,5	2.077,6
GF-150	173,3	110,6	1.009,0	654,4	1.947,3
GF-151	392,4	98,5	958,8	202,5	1.652,2
GF-152	292,7	117,9	796,2	578,5	1.785,3
GF-153	291,6	115,6	625,2	430,3	1.462,7
GF-154	312,2	112,2	673,8	161,5	1.259,7
GF-155	286,6	117,9	570,8	228,1	1.203,4

A partir de los costos por fase de los últimos pozos perforados en el campo Guafita se tiene un costo total promedio de 1.691,3 MMBs para la localización CS-54, no obstante para una paridad cambiaría de 1040 Bs./\$ y con una inflación estimada del 20 por ciento, el costo presupuestado de este proyecto es de 2100 MMBs.

CAPITULO XII.- INGENIERÍA BÁSICA
(PROGRAMA DE PERFORACIÓN GENERAL).

12.1.-DISEÑO DE COMPLETACIÓN.

12.1.1.- Tipo.

El pozo que se perforará desde la localización CS-54, va a ser completado con equipo de levantamiento artificial asistido por Bombeo Electrosumergible, dada la versatilidad que poseen estos equipos al manejar altos volúmenes de fluidos (Agua y Petróleo), así mismo debido a la poca consolidación que presentan las arenas de la Formación Guafita del Campo Guafita el prospecto deberá ser empacado con grava.

12.1.2.- Dimensiones.

Equipo de Bombeo conformado por:

- ✓ Motor.
- ✓ Sensor de Presión y Temperatura.
- ✓ Protector del motor.
- ✓ Módulo de succión.
- ✓ Bomba.
- ✓ Módulo de descarga.
- ✓ Cable.

Equipo de Empaque con Grava con el fin de evitar la producción de arena conformado por:

- ✓ Empacadura.
- ✓ Tubos lisos.
- ✓ Rejillas.
- ✓ Grava.

Tubería de producción de 3-1/2".

El esquema de tubulares y completación se presenta en la figura 12.1.

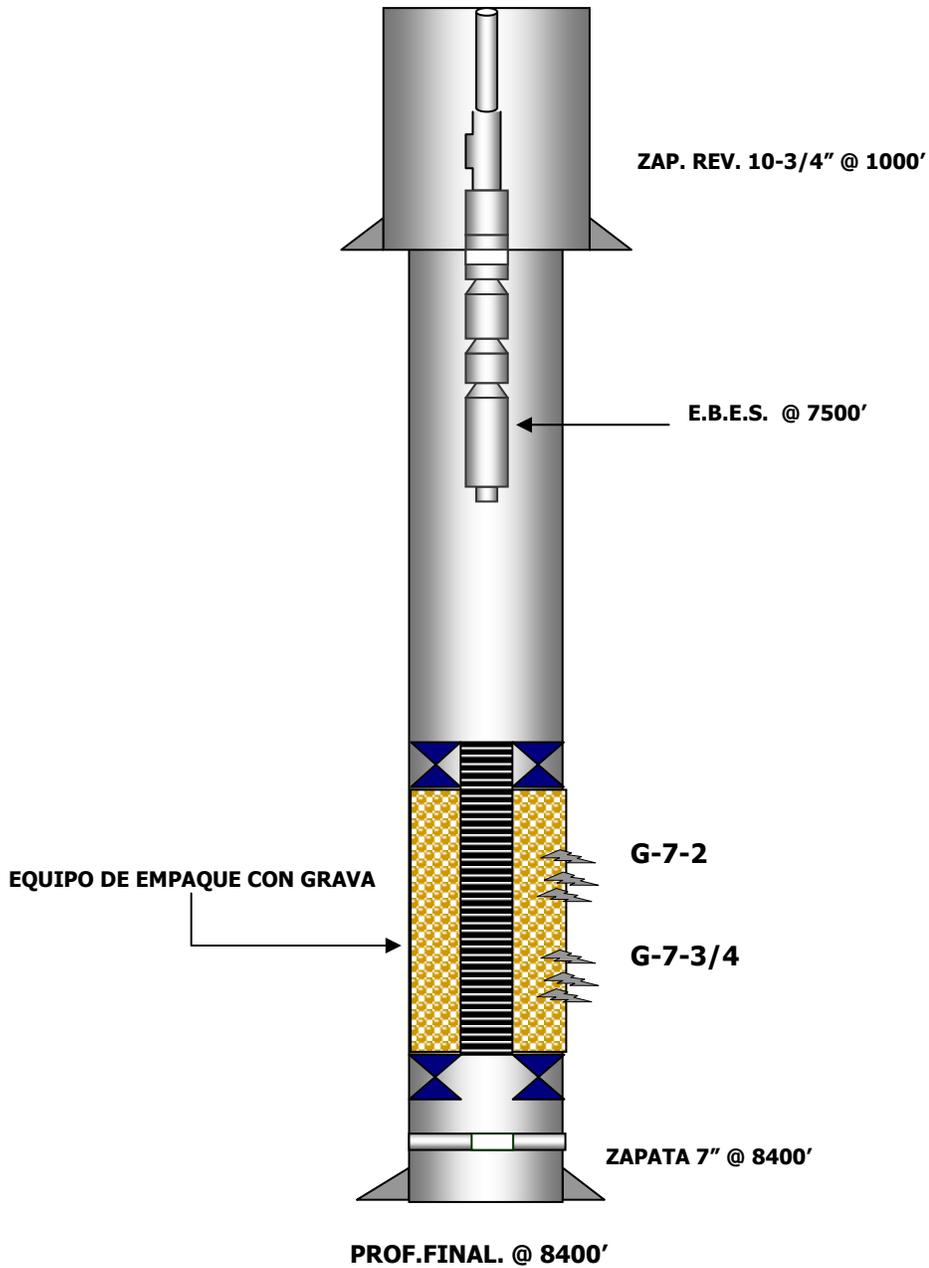


Figura 12.1.- Esquema de Completación para la localización CS-54

12.1.3.- Funcionalidad.

El propósito de esta completación es aumentar el potencial de la unidad de explotación en 1000 BNPD con un equipo de bombeo electrosumergible, que mediante la rotación centrífuga de los impulsores de la bomba permita que el fluido vaya ascendiendo a través de las etapas de los impulsores hasta la superficie con suficiente presión, para ser distribuido a la estación de producción.

Será empacado con grava para minimizar la producción de arena.

12.1.4.- Evolución.

En 1994, se implementa el programa ODEA (Optimización de Explotación Apure) en el cual se decide optimizar el método de levantamiento prevaeciente (Flujo Natural) ya que bajo estas condiciones el tiempo estimado de recobro de las reservas es muy prolongado, por lo que se decide acelerar la producción cambiando de flujo natural al método de levantamiento con sistema de bombeo electrosumergible, aplicándose inicialmente al Campo La Victoria en la arena (ESC-M1) y en Guafita Norte en la arena (G-9) extendiéndose luego a todo el campo. Con el incremento de la tasa de flujo producto del cambio de método se incrementa también la producción de agua, la cual es una de las causas principales del desprendimiento de la arena de formación.

12.1.5.- Fluido de Completación.

Se propone completar con lodo 100% aceite con el fin de minimizar el daño a la formación.

12.2.- DISEÑO DE TRAYECTORIA.

12.2.1.- Geomecánica.

La estructura en el campo Guafita Sur consiste de un monoclin al plegado buzando hacia el mismo sentido, limitado al Norte por la falla principal Guafita - Caño Limón y por el Sur por el sistema de fallas compresivas La Yuca.

Actualmente no existe información geomecánica disponible para estimar la dirección de los esfuerzos principales en el campo Guafita por lo que se debe inducir por evidencias secundarias, no obstante a partir de la información obtenida de los ensayos especiales de laboratorio de resistencia mecánica de la roca realizados con muestras del pozo GF-26, se observan patrones de fracturas naturales parcialmente abiertas a nivel de la arena G-7-2.

12.2.2.- Direccionalidad.

El perfil direccional se obtiene con la herramienta de Ingeniería Computerized Planning and Analysis Survey System (**COMPASS™**).

COMPASS™, es una herramienta de análisis de la Información de "surveys" para la planificación de Pozos direccionales e incluye todos los aspectos para el diseño de trayectorias de pozos complejos. Para tal fin COMPASS™ analiza y monitorea: los métodos de planificación, la información de "surveys", minimiza los problemas de torque y arrastre y permite identificar de antemano los potenciales problemas de colisión.

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

- ✓ Planificación "Planning"
- ✓ Medición de Desviación "Survey"
- ✓ Colisión entre Pozos "Anticollision"

Planificación.

El ambiente de este módulo posee una hoja interactiva de trabajo, la cual permite al usuario construir la trayectoria del pozo en secciones. Se disponen de una gran variedad de curvas para cada sección en dos o tres dimensiones, para los diferentes tipos de pozos ("J", "S", Horizontales, etc.).

Medición de Desviación "Survey".

Este módulo calcula la trayectoria perforada a partir de los datos de entrada, mediante el método de cálculo de "surveys" especificado por la compañía, en nuestro caso, el de mínima curvatura.

El método de mínima curvatura presupone que el pozo es un arco esférico con mínima curvatura.

El módulo maneja distintos tipos de "surveys", tales como: los tradicionales (MD "Measured Depth", Azi. "Azimuth", Inc. "Inclinación"), los inerciales (TVD "True Vertical Depth", N "Norte" y E "Este") y los de inclinación (MD, Inc.).

La calidad de la información obtenida a partir de los "surveys" es verificada mediante los límites de severidad de "pata de perro" y tortuosidad, a medida que son cargados con la ayuda del método de mínima curvatura que permite identificar la inconsistencia de la data.

Utilizando un método de error para el manejo de los "surveys", se puede determinar el grado de incertidumbre a lo largo de la trayectoria del pozo y esto puede ser incluido en el plan definitivo.

Colisión entre Pozos.

Este módulo es de gran importancia ya que permite detectar el evento de la colisión con pozos vecinos, que puede afectar la seguridad y el costos de operación. El mismo esta dotado de gráficos funcionales, tales como: tipo araña, proximidad en dos y tres dimensiones, tipo escalera, vista del factor de separación y cilindro viajero.

La trayectoria propuesta es Tipo "J", con un KOP promedio a 1400 pies, ángulo de inclinación promedio de 21°, desplazamiento horizontal de 2500 pies, severidad de pata de perro de 2,5 °/100 pies y profundidad vertical total verdadera de 7923 pies.

El perfil y la vista de planta del prospecto direccional tipo "J" se presenta en la figura 12.2 y 12.3 respectivamente.

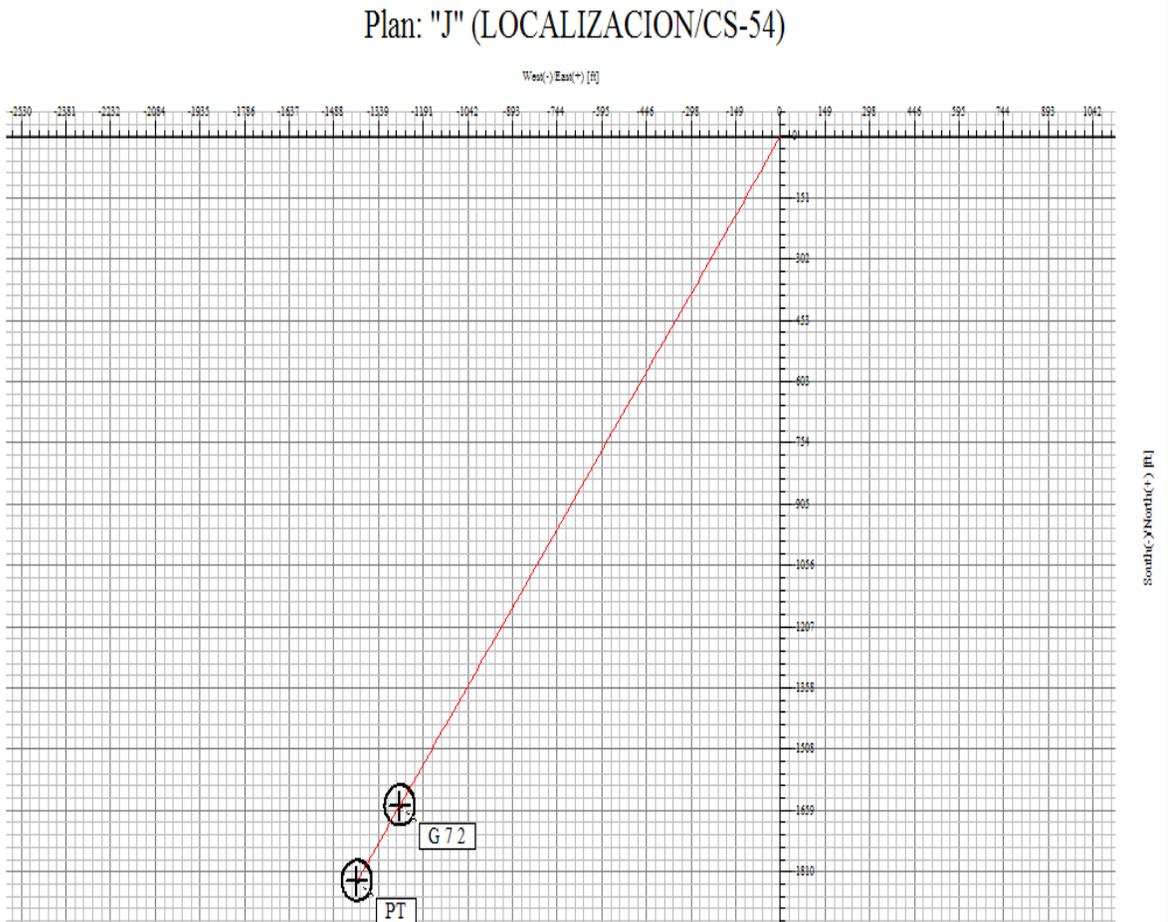


Figura 12.2.- Vista de planta del Pozo Tipo "J" para localización CS-54

Plan: "J" (LOCALIZACION/CS-54)

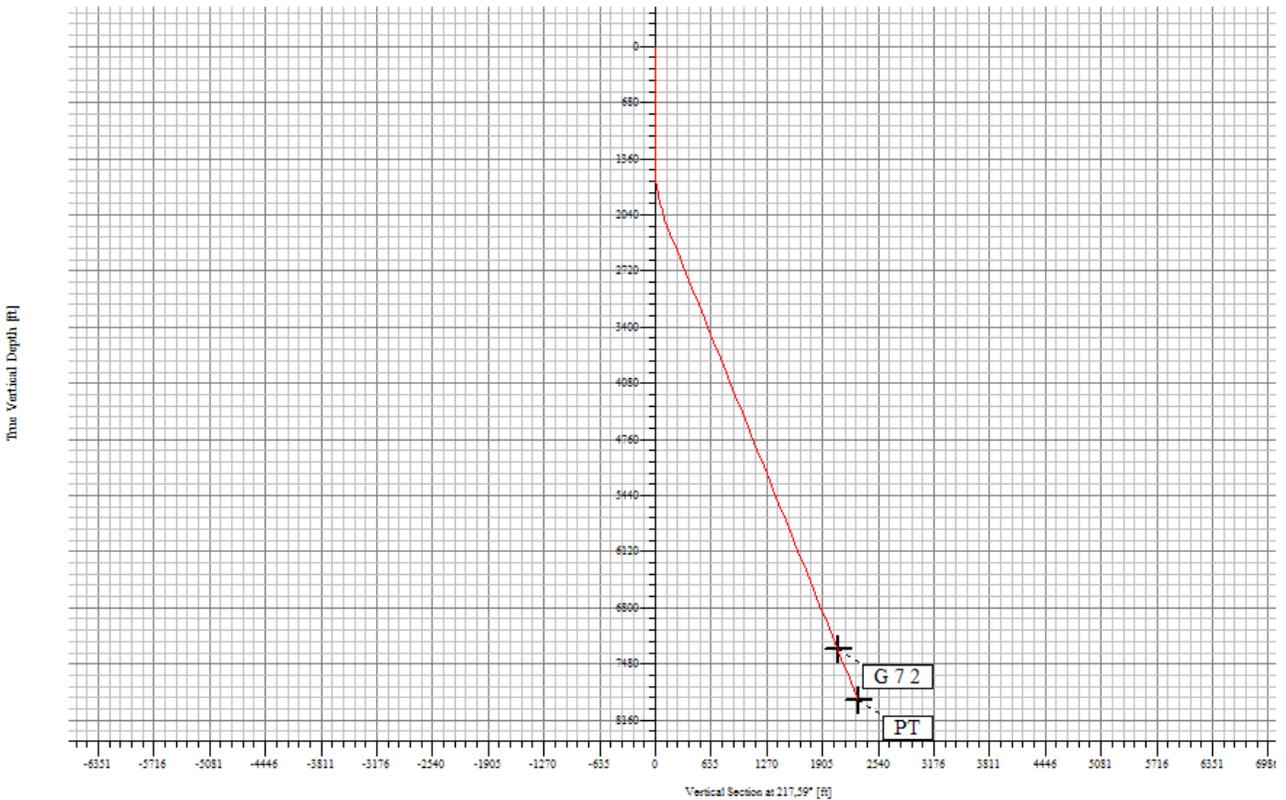


Figura 12.3.- Perfil Direccional generalizado Pozo Tipo "J" para localización CS-54

12.3.- DISEÑO DE REVESTIDORES.

12.3.1.- Tipo.

Revestidor de Superficie de 10-3/4" con el objetivo de proteger los acuíferos superficiales y colocar el sistema de seguridad.

Revestidor de Producción de 7" con el objetivo de aislar arenas de agua, cubrir formaciones inestables y proteger las arenas productoras.

12.3.2.- Puntos de Asentamiento.

Revestidor de Superficie asentado a la profundidad promedio de 1000 pies.

Revestidor de Producción asentado a la profundidad final.

12.3.3.- Dimensiones.

De acuerdo al análisis de esfuerzos realizados en el Campo Guafita se muestra a continuación las dimensiones:

Tabla 12.1.- Dimensiones de los Revestidores.

Revestidor	Diámetro	Grado	Peso (Lb/pie)	Profundidad (pies)
Superficie	10-3/4"	J-55	40,5	1000
Producción	7"	N-80	26	8400

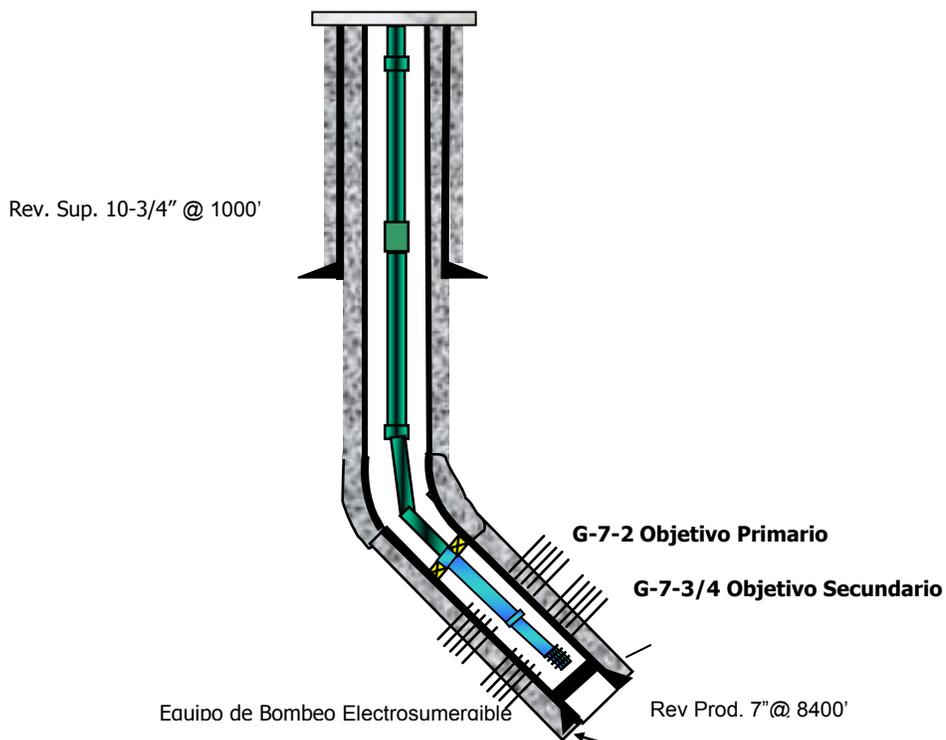


Figura 12.4.- Dimensiones Generales de los revestidores para la localización CS-54.

12.3.4.- Funcionalidad.

Revestidor de superficie:

- ✓ Soportar el resto de los revestidores (Intermedio, Producción).
- ✓ Proteger de la corrosión cualquier tramo de tubería de revestimiento subsiguiente.
- ✓ Prevenir los derrumbes de los sedimentos no consolidados, más debilitados, que se hallan próximos a la superficie.
- ✓ Proteger de la contaminación las arenas someras que contienen agua dulce.
- ✓ Proporcionar resistencia a las arremetidas para poder perforar a mayor profundidad.
- ✓ Servir de apoyo primario para los impide reventones.

Revestidor de producción:

- ✓ Proteger el ambiente en caso de una falla de tubería.
- ✓ Permitir cambiar o reparar la tubería de producción.
- ✓ Aislar la zona productora de las demás formaciones.
- ✓ Crear un conducto de paso de dimensiones conocidas.

12.3.5.- Evolución.

El diseño de revestidores en el Campo Guafita ha venido evolucionando los últimos años con los nuevos progresos de análisis de esfuerzos. En el pasado el método utilizado era el convencional que consideraba las cargas por separado, no tomando en cuenta la cementación, el pandeo, los esfuerzos de flexión, ni las variaciones en el área transversal, lo que se traducía en un diseño demasiado conservador de sartas someras, revistiendo aún mayor importancia, en un diseño inadecuado para sartas profundas.

El método de la vida de servicio considera el estado base de esfuerzo donde el revestidor se encuentra cementado, debido a que el cemento una vez fraguado genera fuerzas y esfuerzos adicionales en la tubería de revestimiento. Las técnicas convencionales de

INGENIERÍA BÁSICA (PROGRAMA DE PERFORACIÓN GENERAL)

diseño (método convencional) son sencillas por naturaleza y pueden resolverse fácilmente mediante cálculos a mano. Por el contrario, los cálculos relativos al método de la vida de servicio son bastantes complicados por lo que se requiere del uso de una computadora.

La herramienta de ingeniería donde se genera el diseño de revestidores es **Stress Check™**.

Stress Check™ es una herramienta de diseño de sartas de revestidores y colgadores "liners", permitiendo minimizar el costo de los tubulares. Esta herramienta incorpora una gama de atributos que permiten rápidamente evaluar los siguientes diseños: Triaxial, Colapso, Estallido y la solución de mínimo costo, todo esto enmarcado bajo la metodología de la vida de servicio.

STRESS CHECK™, viene acompañado de una gran variedad de opciones, tales como:

- ✓ Mínimo costo en el diseño del "casing" utilizando 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 inducidas por los efectos de la temperatura durante la perforación, producción e inyección.
- ✓ Se pueden especificar factores de diseño independientes, tanto para el cuerpo de la tubería como para las conexiones. Además se pueden definir los factores de seguridad para los diferentes casos de carga apropiadamente, basados en la clasificación de la tubería y sus conexiones.
- ✓
- ✓ La herramienta genera las líneas de carga tanto para estallido, colapsos y esfuerzos axiales.

12.4.- DISEÑO DE HOYOS.

12.4.1.- Tipo.

Hoyo de Superficie de 12-1/4" hasta profundidad del revestidor de superficie.

Hoyo de Producción de 8-1/2" atravesando la sección productora y profundidad final.

12.4.2.- Dimensiones.

Tabla 12.2.- Dimensiones de los Hoyos.

Hoyo	Diámetro(Pulgadas)
Superficie	12-1/4"
Producción	8-1/2"

En la figura 12.5 se observan el esquema contentivo de las formaciones que van a ser atravesadas y los puntos de asentamiento de los revestidores.

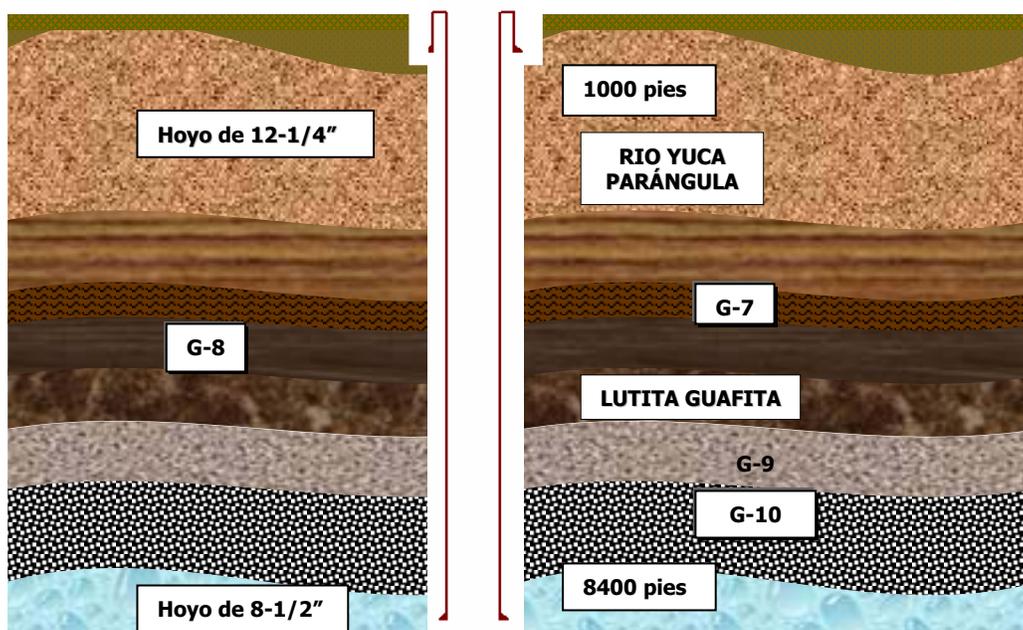


Figura 12.5.- Esquema general de hoyo para la localización CS-54

12.4.3.- Funcionalidad.

Hoyo de Superficie de 12-1/4" con el objetivo de perforar la Formación Río Yuca y Parángula para asentar el revestidor de superficie.

Hoyo de Producción de 8-1/2" con el objetivo de perforar la sección productora y asentar el revestidor de producción.

12.4.4.- Evolución.

Los hoyos son perforados con el objetivo de atravesar las arenas de interés y determinar la profundidad optima de asentamiento de los revestidores.

El método convencional de selección de la profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento comienza por la identificación del gradiente de fractura y la presión de poro. El proceso se inicia en el fondo, proyectando la densidad del lodo a la profundidad total (presión de poro mas sobrebalance) hasta el punto que intercepta el gradiente de fractura menos un margen de arremetida, siendo este proceso realizado hasta llegar a la superficie.

En la actualidad la herramienta de ingeniería **CasingSeat™**, tiene la capacidad de proveer un método rápido y preciso de selección de la configuración de los revestidores "casing", así como los esquemas mas apropiados para el asentamiento de los revestidores en el pozo.

CasingSeat™, optimiza las configuraciones de los revestidores tomando en cuenta todas las restricciones operacionales y condiciones. Determina todas los posibles esquemas y combinaciones Hoyo/Revestidor basados en el inventario actual. Compara los resultados de ambos métodos de cálculo desde el fondo hacia arriba y de superficie hacia abajo.

INGENIERÍA BÁSICA (PROGRAMA DE PERFORACIÓN GENERAL)

Estudia la sensibilidad de las soluciones con variaciones en Presión de Poro, Gradiente de Fractura o incertidumbre en la profundidad de las formaciones.

12.5.- DEFINICIÓN GENERAL DE REQUERIMIENTOS DE EQUIPOS.

- ✓ Mecha Tipo PDC de 12-1/4".
- ✓ Mecha Tipo PDC de 8-1/2".
- ✓ Mecha Tricónica de 8-1/2".
- ✓ Mecha Tricónica de 6-1/8".
- ✓ Motor y dispositivos de fondo para perforar de hoyo 8-1/2"
- ✓ Tubulares de 10-3/4".
- ✓ Tubulares de 7".
- ✓ Centralizadores de 10-3/4" y 7".
- ✓ Zapata y cuello flotador de 10-3/4".
- ✓ Zapata y cuello flotador de 7".
- ✓ Cabezal de 10-3/4" x 7".
- ✓ Sartas (Tubería de Perforación "Drill Pipe", "Drill Collars"), Estabilizadores, Heavy Weight, Martillos.

12.6.- DISEÑO GENERAL DE FLUIDOS.

- ✓ Lodo base agua para el hoyo de superficie de 12-1/4" con las siguientes propiedades:

Tabla 12.3.- Propiedades del Lodo Agua Gel

Propiedad	Mínimo	Máximo
Densidad (Lpg)	8,7	9,1
Viscosidad Marsh (s)	35	50
pH	8,5	9

INGENIERÍA BÁSICA (PROGRAMA DE PERFORACIÓN GENERAL)

- ✓ Lodo 100 % aceite mineral para el hoyo de producción de 7" con las siguientes propiedades:

Tabla 12.4.-Propiedades del Lodo 100 % Aceite

Propiedad	Mínimo	Máximo
Densidad (Lb/gal)	9,2	9,3
Punto Cedente (Lb/100 pies ²)	16	20
Viscosidad Plástica	21	28

Fluido de completación 100 % aceite mineral con las siguientes propiedades:

Tabla 12.5.-Propiedades del Fluido de Completación

Propiedad	Mínimo	Máximo
Densidad (Lpg)	8,2	8,4
Punto Cedente (Lb/100 pies ²)	16	20
Viscosidad Plástica	21	28

El esquema de fluidos se presenta a continuación.

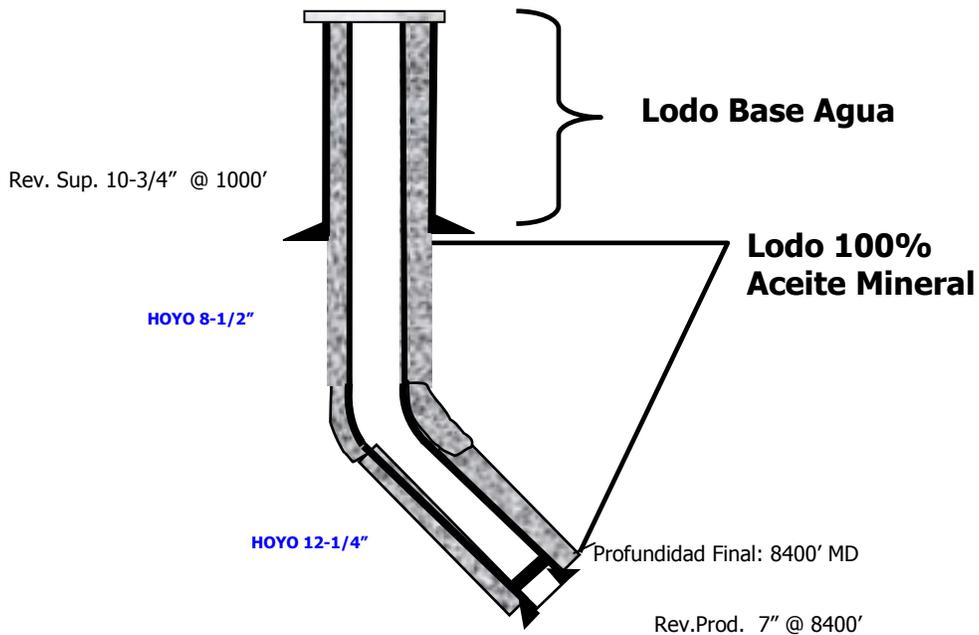


Figura 12.6.- Esquema generalizado de fluidos para la localización CS-54

12.7.- CEMENTACIÓN.

Revestidor de Superficie:

- ✓ Lechada de llenado con cemento clase "B", metasilicatos y bentonita.
- ✓ Lechada de cola de cemento puro clase "B".

Revestidor de Producción:

- ✓ Lechada única con cemento clase "H", extendedor, antimigratorio, impermeabilizante, retardador.

12.8.- MECHAS.

Esquema de mechas para la localización CS-54:

Tabla 12.6.- Mechas propuestas para la Localización CS-54.

Mecha	Diámetro (pulgadas)
PDC / Tricónica	12-1/4"
Polycrystalline Diamond Compact	8-1/2"

12.9.- SARTAS.

Hoyo de superficie:

- ✓ Sarta lisa.

Hoyo de Producción:

- ✓ Sección Vertical: Sarta lisa.

- ✓ Sección de construcción y mantenimiento de ángulo: Sarta de navegación estabilizada con motor de fondo.

12.10.- CAÑONEO.

Al aumentar el área de flujo mejora el emplazamiento de la grava para controlar la producción de arena y reducir las restricciones de caída de presión causada por la turbulencia característica de los pozos con altas tasas de producción. El método de cañoneo utilizado es el de cargas huecas que genera una gran área abierta al flujo y deja al revestidor con una mayor resistencia remanente y minimiza la cantidad de detritos.

Las características del cañoneo son:

Tabla 12.7.- Características del Cañoneo

Tipo de Carga	Densidad de Cañoneo	Penetración (Pulgadas)
Super Big Hole	21	5,9

A continuación se presenta el esquema cañoneo:

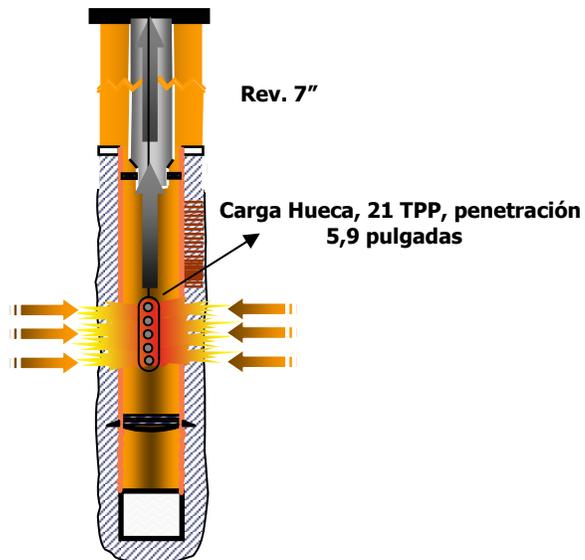


Figura 12.7.- Esquema General de Cañoneo para la Localización CS-54

INGENIERÍA BÁSICA (PROGRAMA DE PERFORACIÓN GENERAL)

12.11.- ESTIMADO EN BASE DE CONOCIMIENTO (COMPETENCIAS REQUERIDAS).

La base de conocimiento y competencias requeridas para la localización CS-54 es la siguiente:

- ✓ Líder de Proyecto.
- ✓ Geólogo.
- ✓ Sedimentólogo.
- ✓ Petrofísico.
- ✓ Ingeniero de Yacimiento (Simulación).
- ✓ Geofísico.
- ✓ Ingeniero de Producción.
- ✓ Ingeniero de Infraestructura.
- ✓ Ingeniero de Seguridad, Higiene y Ambiente "SHA".
- ✓ Habilitación de Inmuebles.
- ✓ Ingeniero VCD.
- ✓ Ingeniero de Cemento.
- ✓ Ingeniero de Fluidos.
- ✓ Ingeniero de Completación De Pozos.
- ✓ Ingeniero de Procura De Materiales.
- ✓ Relaciones Laborales.
- ✓ Contratista.
- ✓ Consultoría.

12.12.- ESTIMADO DE TIEMPO Y COSTO (CLASE III).

- ✓ Distribución de tiempo de la localización CS-54.

Tabla 12.8.- Estimados de Tiempo para la Localización CS-54

	META (días)	ESTIMADO VCD (días)	PRESUPUESTADO (días)
MUDANZA	4	5	5
HOYO SUPERFICIAL	2	3	4
HOYO PRODUCCIÓN	12	14	18
COMPLETACIÓN	10	10	10
TOTAL	28	32	37

INGENIERÍA BÁSICA (PROGRAMA DE PERFORACIÓN GENERAL)

✓ Estimados de tiempo

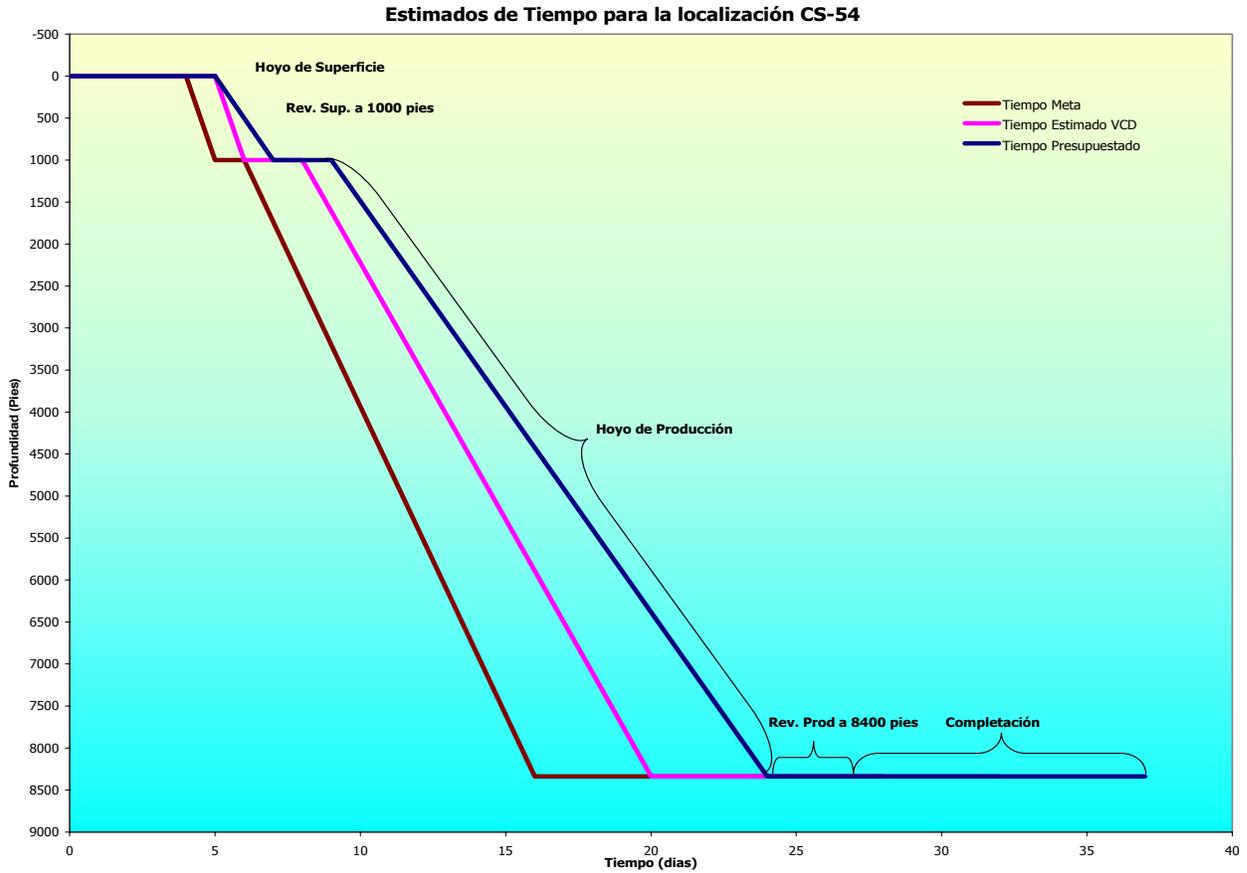


Figura 12.8.- Curvas de Tiempo para la localización CS-54

✓ Estructuras de Costo.

Tabla 12.9.- Estimados de Costo para la Localización CS-54

	META (MM Bs.)	ESTIMADO VCD (MM Bs.)	PRESUPUESTADO (MM Bs.)
MUDANZA	161	196	196
HOYO SUPERFICIAL	94	141	188
HOYO PRODUCCIÓN	656	810	984
COMPLETACIÓN	732	732	732
TOTAL	1643	1879	2100

12.13.- ESTRATEGIA DE CONTRATACIÓN Y PRE-SELECCIÓN DE EMPRESAS.

- ✓ Taladro CPV-08 administrado por BRC Corporation (Extensión de Contrato / 1 año).
- ✓ Mudanza (Contrato Existente con Transporte La Cabaña C.A.).
- ✓ Fluidos (Contrato Existente / TBC Brinard).
- ✓ Equipos de Control de Sólidos (Oil Tool).
- ✓ Cemento (Contrato Existente con Halliburton).
- ✓ Registros/Cañoneo (Contrato Existente con Halliburton y Schlumberger).
- ✓ Equipos de Completación (Alianza Estratégica PDVSA-ESP).
- ✓ Tubulares (Bariven).
- ✓ Cabezal (Alianza Estratégica PDVSA-INGRAM CACTUS).
- ✓ Mechas (Propiedad de PDVSA).

12.14.- ANÁLISIS DE MANTENIMIENTO.

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

12.15.- ANÁLISIS DE OPERACIÓN.

- ✓ Posibilidad de arenamiento.
- ✓ Falla de bombas electrosumergibles (Cada 3 meses).

12.16.- ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN DEL POZO.

- ✓ Información requerida disponible.
- ✓ Diseños requeridos efectuados.
- ✓ Materiales con disponibilidad inmediata.
- ✓ Empresas con tecnologías requeridas disponibles.
- ✓ Estrategias de contratación definidas.
- ✓ Tiempos y Costos definidos.

INGENIERÍA BÁSICA (PROGRAMA DE PERFORACIÓN GENERAL)

- ✓ Perforación del pozo con poca complejidad.

12.17.- TRAMITACIÓN DE PERMISOLOGÍA Y APROBACIONES.

- ✓ Inspección de Campo (Ingeniería de Construcción, (Seguridad Higiene y Ambiente "SHA"), (Habilitación de Inmuebles "HDI"), Perforación, Unidad de Explotación).
- ✓ Memoria Descriptiva (Ingeniería de Construcción).
- ✓ Planos del Proyecto (Área, Vías, Préstamos).
- ✓ HDI, Permiso del propietario.
- ✓ SHA, Documento Técnico Ambiental (Decreto 1257, Resolución 56).
- ✓ Consignación al Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales (Inspección).

12.18.- REVISIÓN Y DISEÑO DE LA LOCALIZACIÓN.

- ✓ Análisis de Coordenadas de fondo, simulación del tipo de pozo para alcanzar el objetivo de fondo (Vertical Vs Direccional).
- ✓ Definición de Coordenadas de superficie.
- ✓ Inspección del sitio.
- ✓ Ingeniería (Topografía y Diseño).
- ✓ Inicio de Permisología (MARN, Propietario).
- ✓ Contratación de Servicios de Construcción.
- ✓ Diseño de Localización en Función de Lineamientos Corporativos (Área: (80 x135) m).
- ✓ Asfaltado de área: (70 x 95) m, resto sin asfalto.
- ✓ Ampliación de localización existente.

El diseño de la localización con los componentes del taladro en sitio es el siguiente:

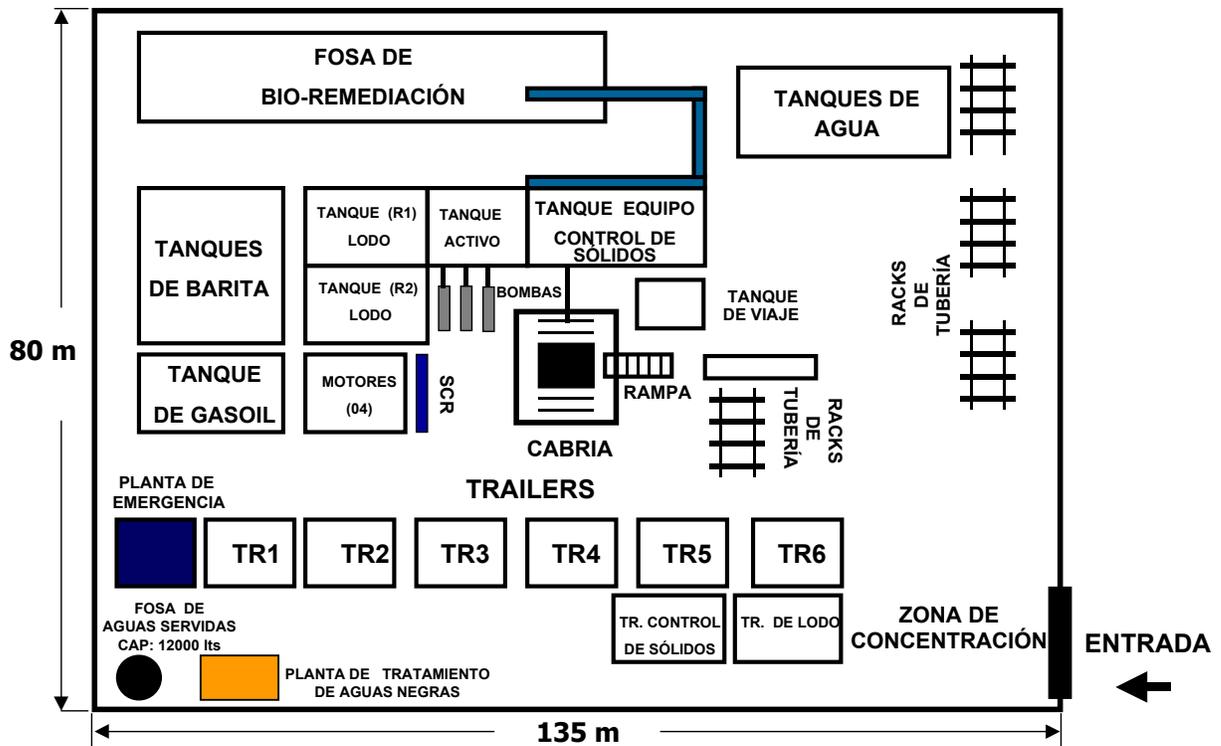


Figura 12.9.-Diseño de la Localización Propuesta.

12.19.- PROCURA DE MATERIALES DE LARGO TIEMPO DE ENTREGA.

- ✓ Sección de Cabezal (Requerimiento a INGRAM CACTUS).
- ✓ Características técnicas de los equipos.
- ✓ Revestidores en almacén (Barinas-Oriente).
- ✓ Mechas de Smith International y Motores de Precision Drilling con disponibilidad inmediata.

CAPITULO XIII.- INGENIERÍA DE DETALLE
(PROGRAMA DE PERFORACIÓN DETALLADO).

13.1.- DATOS GENERALES DEL PROYECTO.

LOCALIZACIÓN: CS-54 CAMPO: GUAFITA - SUR

INFORMACIÓN GENERAL

LOCALIZACIÓN:	CS-54
POZO:	GF-159
TALADRO:	CPV-8
PARCELA	APUR G-48
CAMPO:	GUAFITA SUR
ESTADO:	APURE
ORIGEN DE COORDENADAS:	U.T.M. ZONA 19
COORDENADAS SUPERFICIE:	N: 773.397,00 E: 276.227,42
COORDENADAS DE OBJETIVO (G-7-2):	N: 772.895,00 E: 275.841,00
TOPE DEL OBJETIVO (G-7-2):	7305' (TVD)
PROFUNDIDAD FINAL ESTIMADA:	7923' (TVD), 8337,2' (MD)
OBJETIVO PRIMARIO:	G-7-2 FORMACIÓN GUAFITA
ELEVACIÓN DEL TERRENO:	455'
E.M.R. APROXIMADO:	473'
CLASIFICACIÓN LAHEE:	A-O (DESARROLLO)
PRODUCCIÓN ESPERADA:	1000 BNPD, DE 29° API

13.2.- COMPLETACIÓN.

13.2.1.- Fluidos de Completación:

Tabla 13.1.- Fluido de Completación.

Tipo	Peso (Lb/gal)	Observaciones
100% Aceite	8,4	Cañoneo zona productora

Formulación:

Tabla 13.2.- Formulación de Completación.

Formulación	
Aditivo	Concentración (Lb/bbl)
Carbonato de Calcio (CaCO ₃)	35
Viscosificante	8
Polímero soluble en aceite Controlador de Filtrado	6

Propiedades:

Tabla 13.3.- Propiedades del Fluido de Completación.

Propiedad	Valor Mínimo	Valor Máximo
Densidad (Lb/gal)	7,8	8,5
Punto Cedente (Lb/100 pies ²)	14	16
Viscosidad Plástica (cp)	16	20
Lectura a 3 rpm	8	10
Lectura a 6 rpm	9	11
Filtrado HP/Ht (cc / 30 min.)	4	6
Estabilidad Eléctrica (V)	2000	
% Sólidos	6	8

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

Esquema de completación:

Equipo de Bombeo Electrosumergible marca ESP conformado por:

- ✓ Motor de 160 HP, 1115 Voltios, 88,5 amperios.
- ✓ Sellos.
- ✓ Separador de Gas.
- ✓ Bomba TE-1500 105 etapas.
- ✓ Cable de longitud 7500 pies.
- ✓ Profundidad de asentamiento 7500 pies.
- ✓ Frecuencia de Arranque 45 Hz.

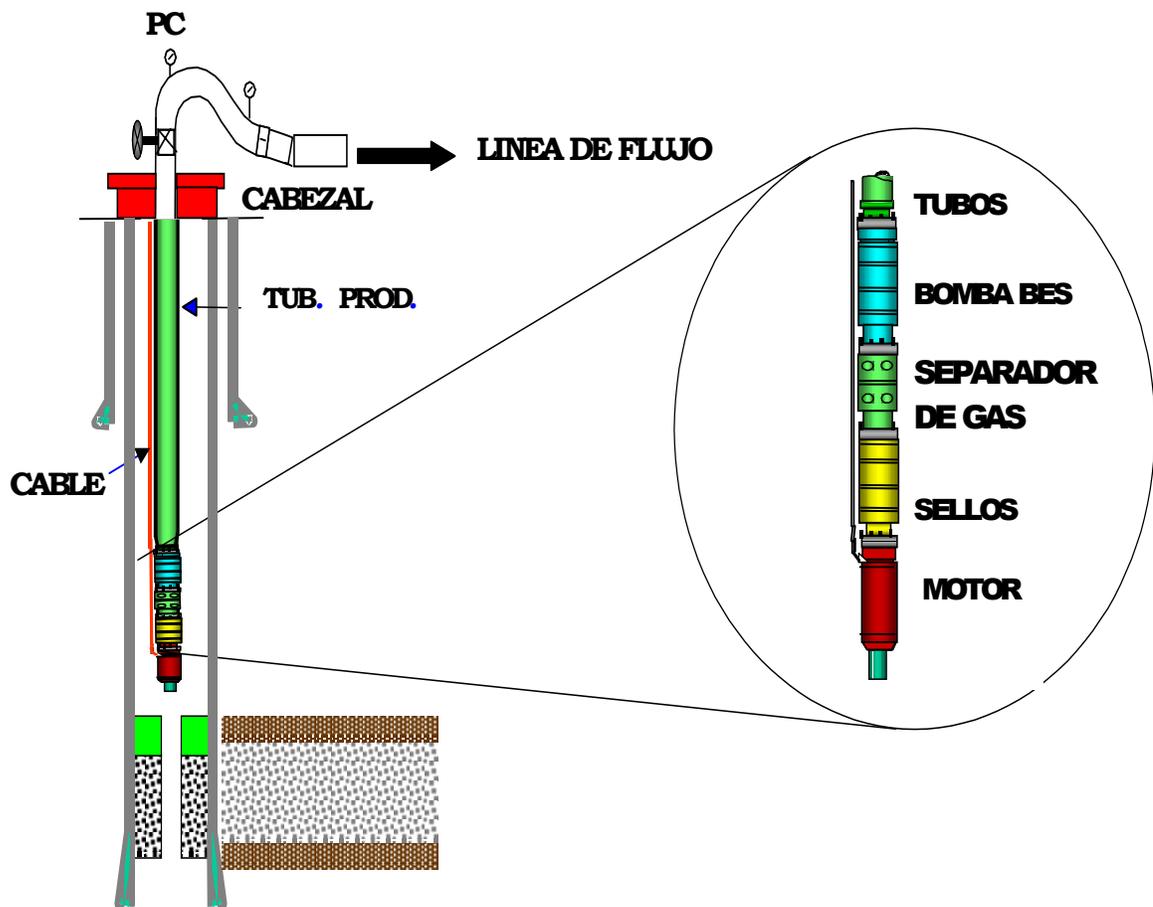


Figura 13.1.- Esquema de Equipo de Bombeo Electrosumergible

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

Empaque con grava conformado por:

- ✓ Empacadura
- ✓ 2 Tubos Lisos de 3-1/2", 9,3 Lb/pie EUE de diámetro interno 2,970"
- ✓ Rejillas de 4" N-80, diámetro de los orificios 0,012", diámetro interno 3,438".
- ✓ Grava API Mesh 20/40.

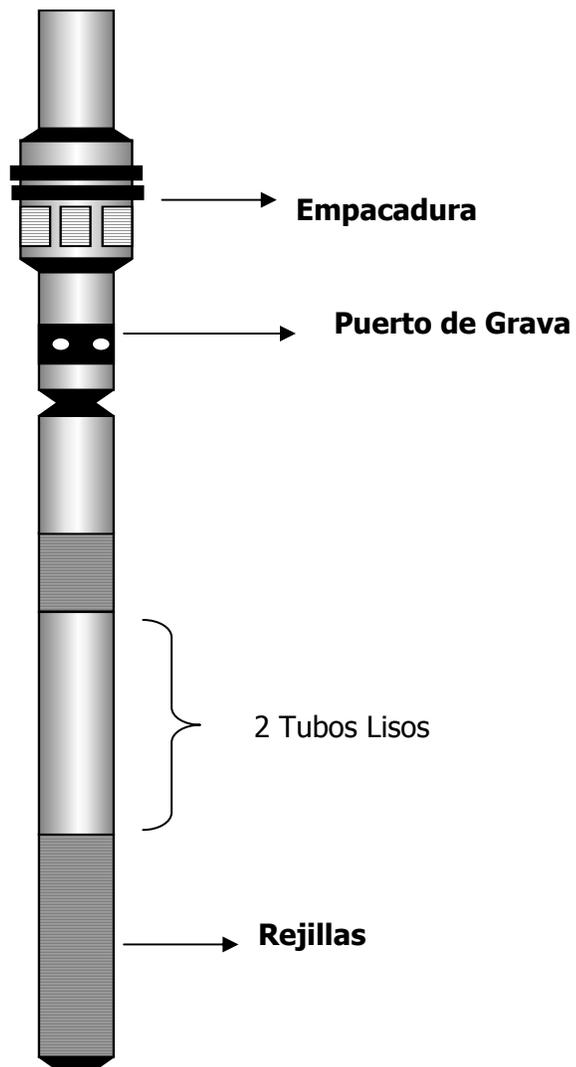


Figura 13.2.- Equipo de Empaque con Grava

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

Diagrama mecánico de completación:

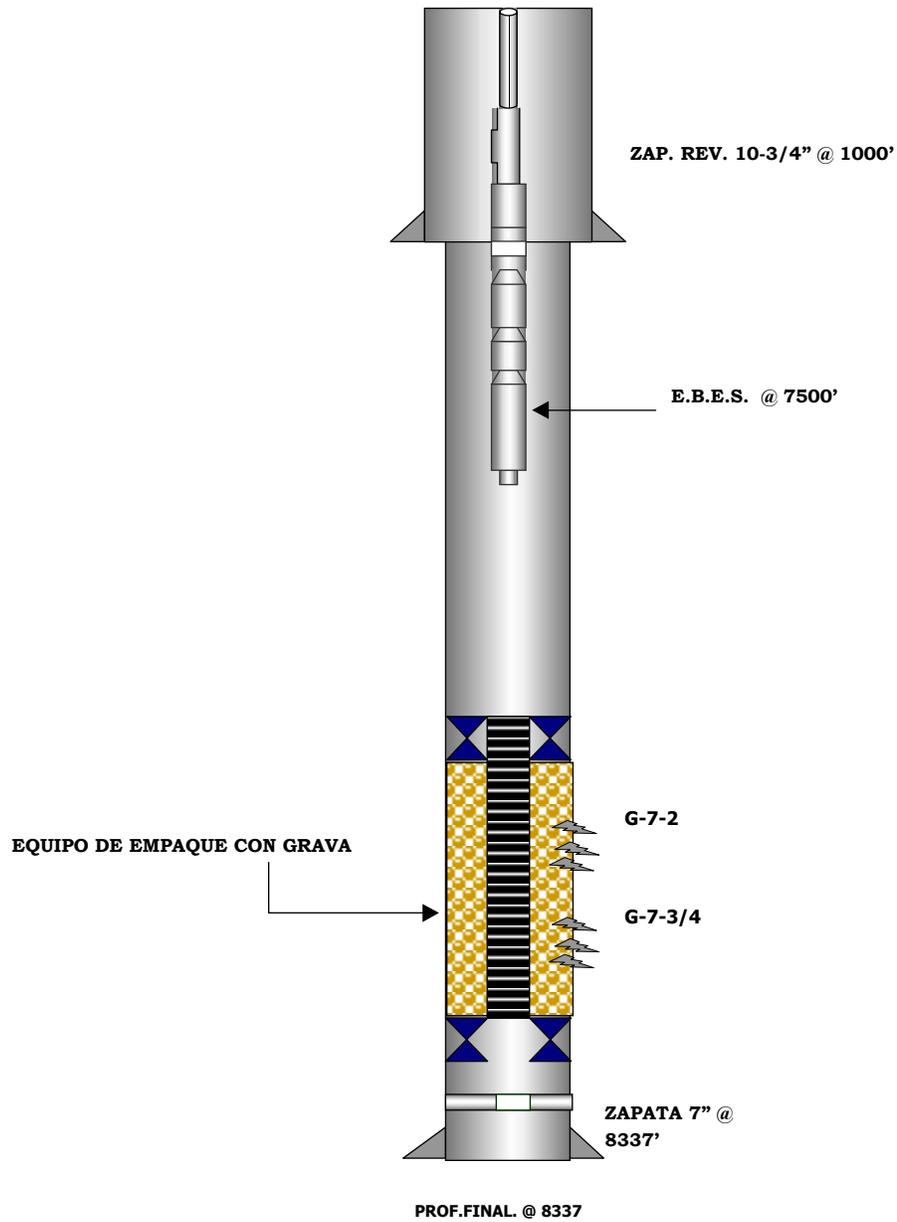


Figura 13.3.- Esquema de Completación para la Localización CS-54

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

13.3.- TRAYECTORIA.

Diseño direccional para la localización CS-54.

Tabla 13.4.- Plan Direccional Localización CS-54.

MD (pies)	Inc. (grados)	Azimuth (grados)	TVD (pies)	+N/-S (pies)	+E/-W (pies)	DLS (°/100')	Build (°/100')	Objetivo
0,0	0,00	217,59	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	
1400,0	0,00	217,59	1400,0	0,0	0,0	0,00	0,00	
2230,1	20,75	217,59	2212,0	-117,8	-90,7	2,50	2,50	
7676,4	20,75	217,59	7305,0	-1647,0	-1267,8	0,00	0,00	G 7-2
8337,2	20,75	217,59	7923,0	-1832,5	-1410,6	0,00	0,00	PT

Planificación del pozo a ser perforado en la localización CS-54.

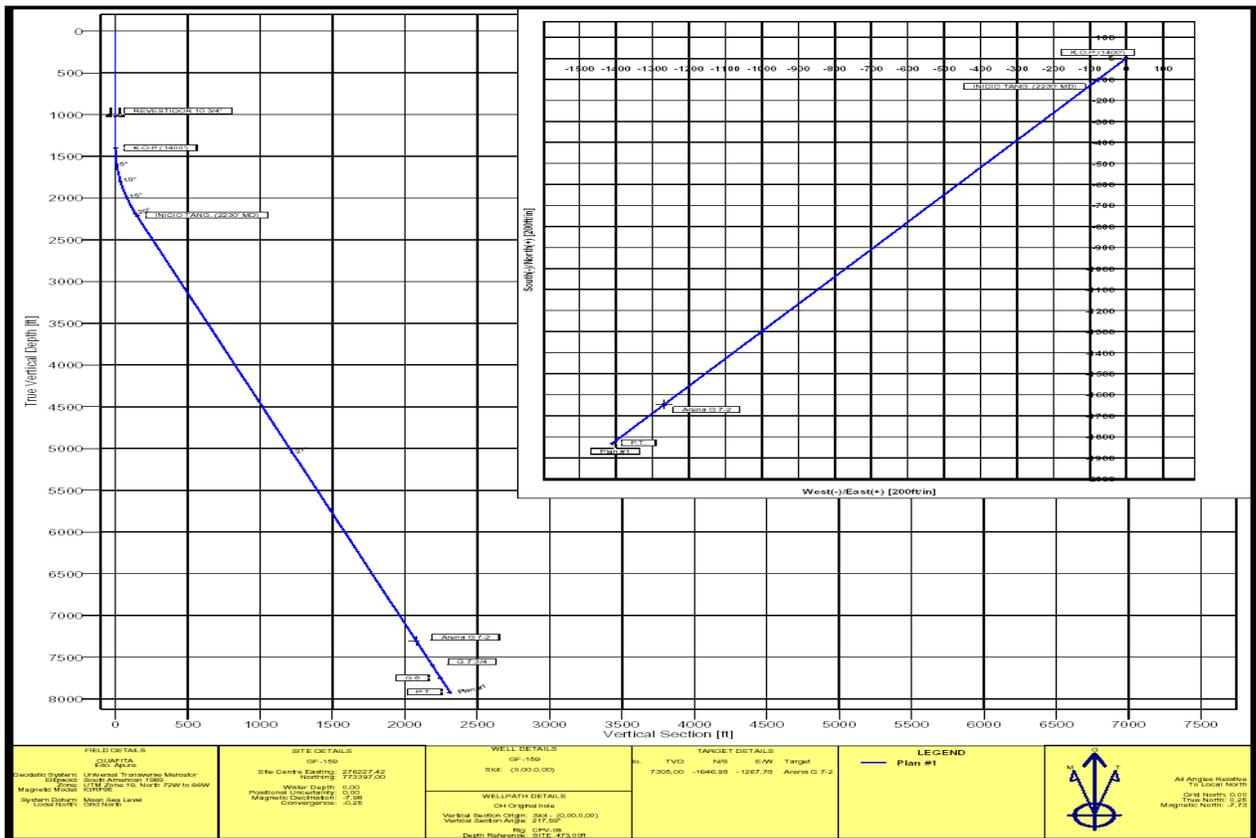


Figura 13.4.- Planificación Direccional Correspondiente a la Localización CS-54

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

A partir de la información de "surveys" de los pozos vecinos de la localización CS-54, se tiene un sumario de puntos críticos a tomar en cuenta para evitar colisión.

Tabla 13.5.- Resumen del "Anticollision" de la localización CS-54.

Pozo	MD(pies)	Profundidad referenciada al pozo objeto de análisis (pies)	Distancia Centro-Centro (pies)	Factor de Separación
GF-14X	2500	2469	142	32,95
GF-17	2400	2183	59	18,19
GF-31	2100	2089	53	14,54
GF-52	2200	2183	95	24,97

La distancia centro-centro se define desde el centro del pozo en estudio hasta el centro del pozo vecino, dentro en un plano de referencia definido.

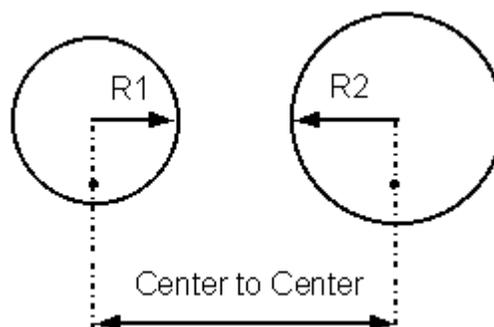


Figura 13.5.- Distancia Centro-Centro entre Pozos

El factor de separación entre pozos es un valor adimensional que incluye la distancia centro-centro y la incertidumbre respecto a la posición del pozo, además permite detectar una eventual colisión.

$$\text{Factor de Separación} = \frac{\text{Distancia Centro-Centro}}{R1 + R2}$$

Ecuación 13.1

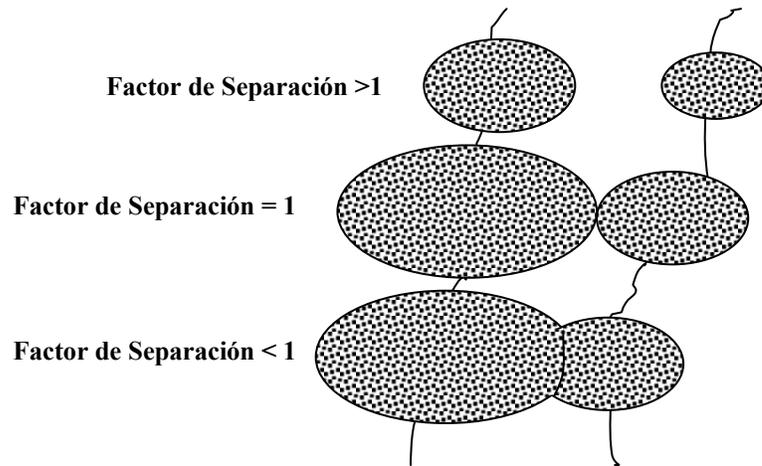


Figura 13.6.- Clasificación de los Factores de Separación

De acuerdo al análisis realizado se observa que no existe riesgo de colisión y esto se muestra en las diferentes vistas de los pozos que se presentan a continuación.

Vista de planta de la posición de los pozos:

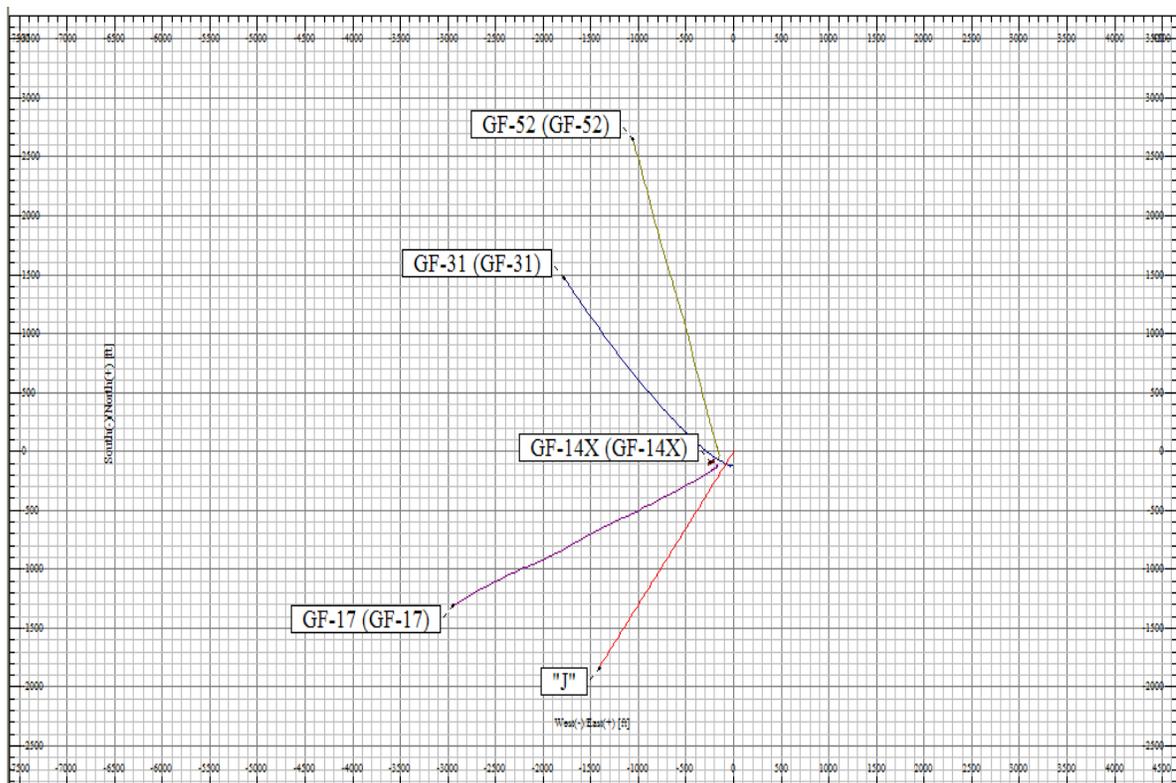


Figura 13.7.- Vista de Planta de los Pozos

Vista en tres dimensiones.

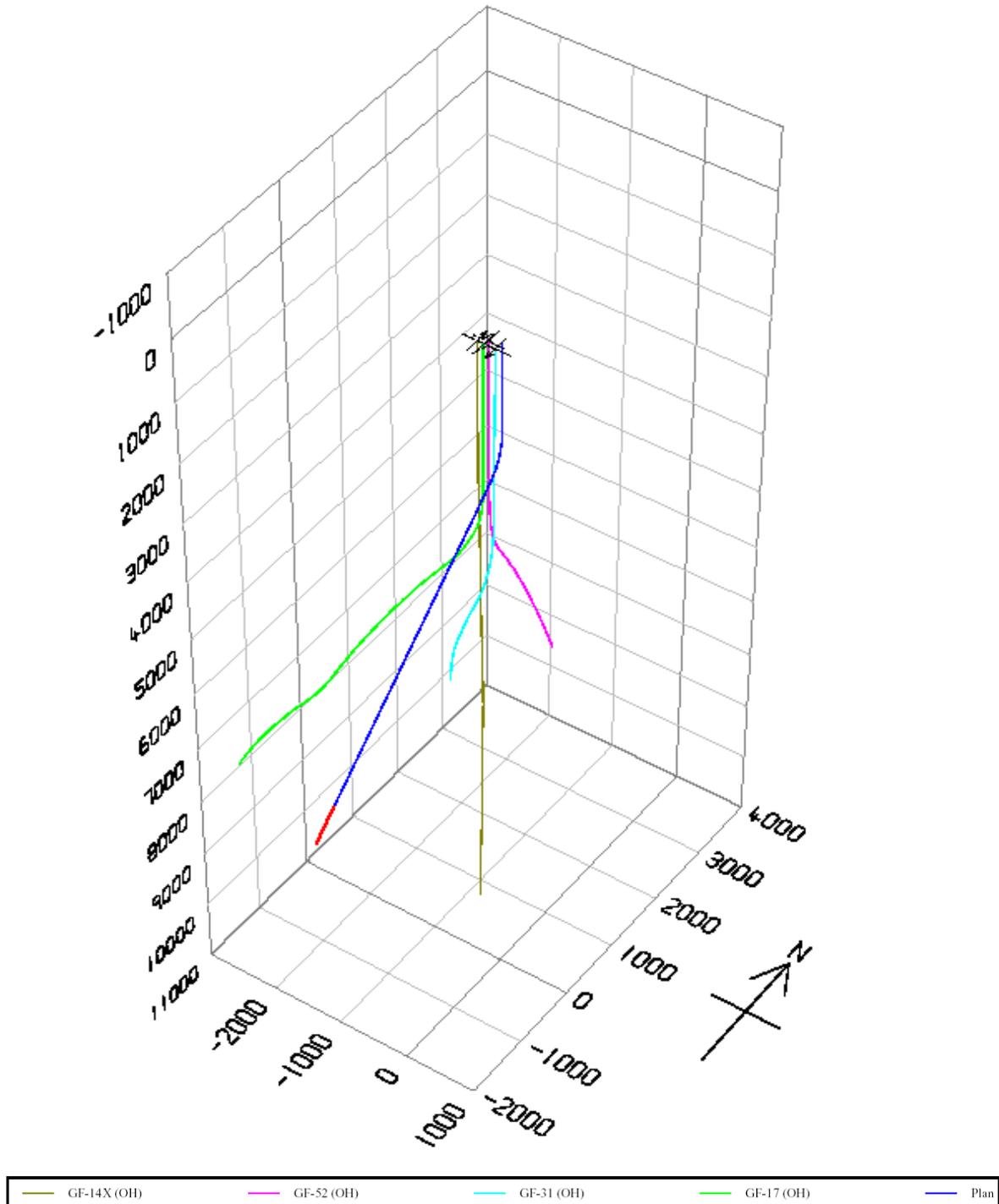


Figura 13.8.-Vista en Tres Dimensiones.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

La vista "Ladder View" gráfica la profundidad medida del pozo de referencia contra la separación centro-centro calculada de los pozos vecinos. Este gráfico es utilizado con el fin de obtener el verdadero riesgo de colisión ya que considera la interferencia magnética equivalente en distancia, así como la magnitud de los errores de medición cometidos en la superficie.

El eje de las abcisas de este gráfico representa el pozo a ser perforado en la localización CS-54, desde donde se mide la distancia con los otros pozos.

Vista tipo escalera "Ladder View".

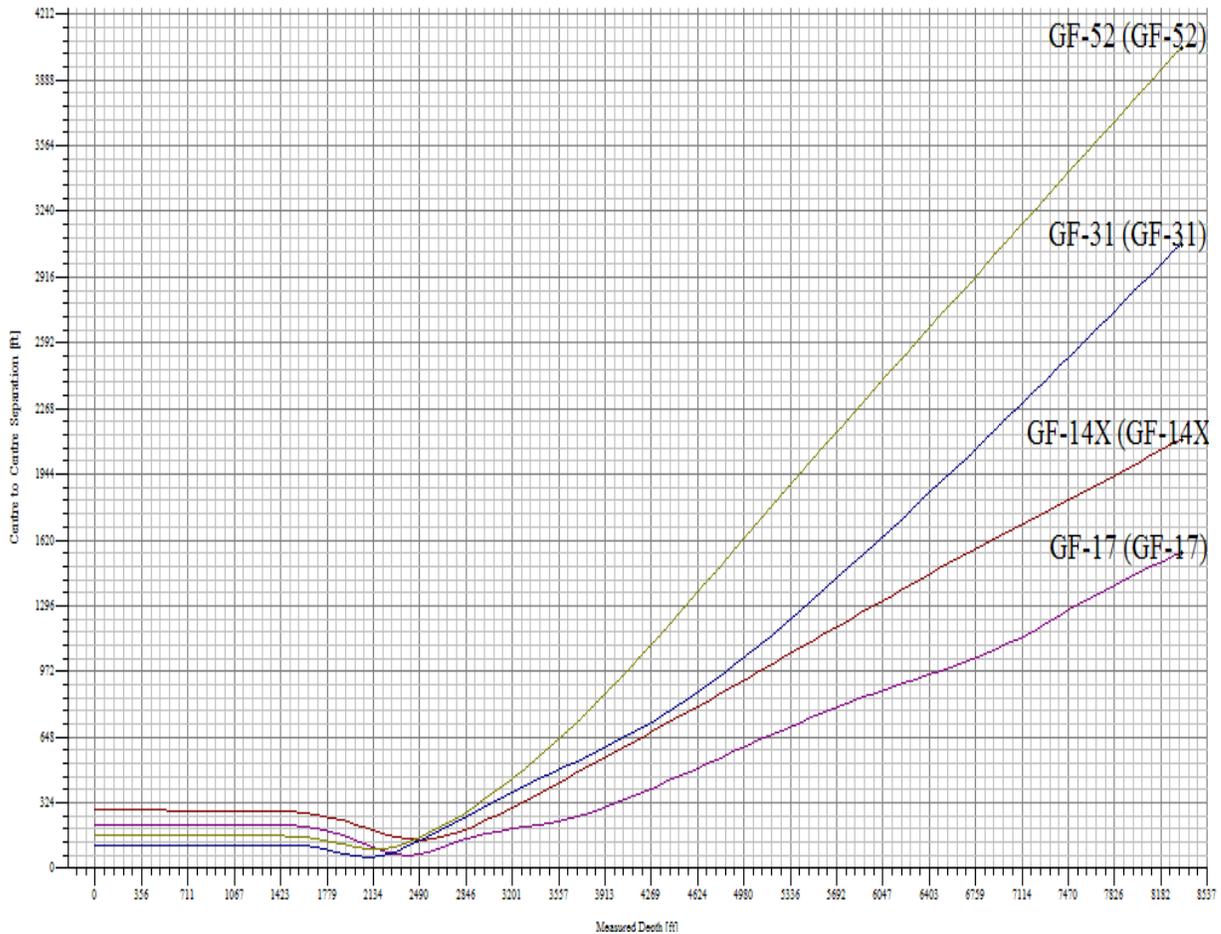


Figura 13.9.- Vista Tipo Escalera

13.4.- REVESTIDORES.

13.4.1.- Revestidor de Superficie:

Tabla 13.6.- Características del Revestidor de Superficie.

INTERVALO (pies)	DIÁMETRO (pulg)	PESO (lbs/Pie)	GRADO	ROSCA	FC	FE	FA	FT
0 – 1000	10-3/4	40,5	J – 55	BTC	3,28	14,82	17,98	4,59

Donde:

FC= Factor de diseño por colapso.

FE= Factor de diseño por estallido.

FA= Factor de diseño por cargas axiales.

FT= Factor de diseño por cargas triaxiales.

Características nominales:

Tabla 13.7.- Características Nominales del Revestidor de Superficie.

REVESTIDOR	COLAPSO (lppc)	ESTALLIDO (lppc)	TENSIÓN (lbs)
J-55, 40,5, BTC	1580	3130	629000

Los factores de diseño calculados deben ser mayores en magnitud a los factores de diseño mínimos según PDVSA, para cada tipo de tubería de revestimiento, de lo contrario no se aceptara el diseño.

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

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

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 el criterio seleccionado.

Condiciones de servicio o casos de carga:

- ✓ Pruebas de presión: Se supone 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 Lb/gal.
- ✓ 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 o tubería de superficie).
- ✓ Arremetida de gas: Para los pozos de desarrollo se considera una arremetida de gas de 50 bbl a 0,5 Lb/gal. 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 previo a la cementación: Considera el comportamiento de las cargas axiales que se originan al nivel de la zapata.

Para las gráficas que se muestran a continuación, las líneas de color negro representan la resultante de diseño para colapso, estallido, axial y triaxial respectivamente, considerando todos los casos carga y la línea roja representa la tubería que posee las características necesarias para cumplir con el diseño.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

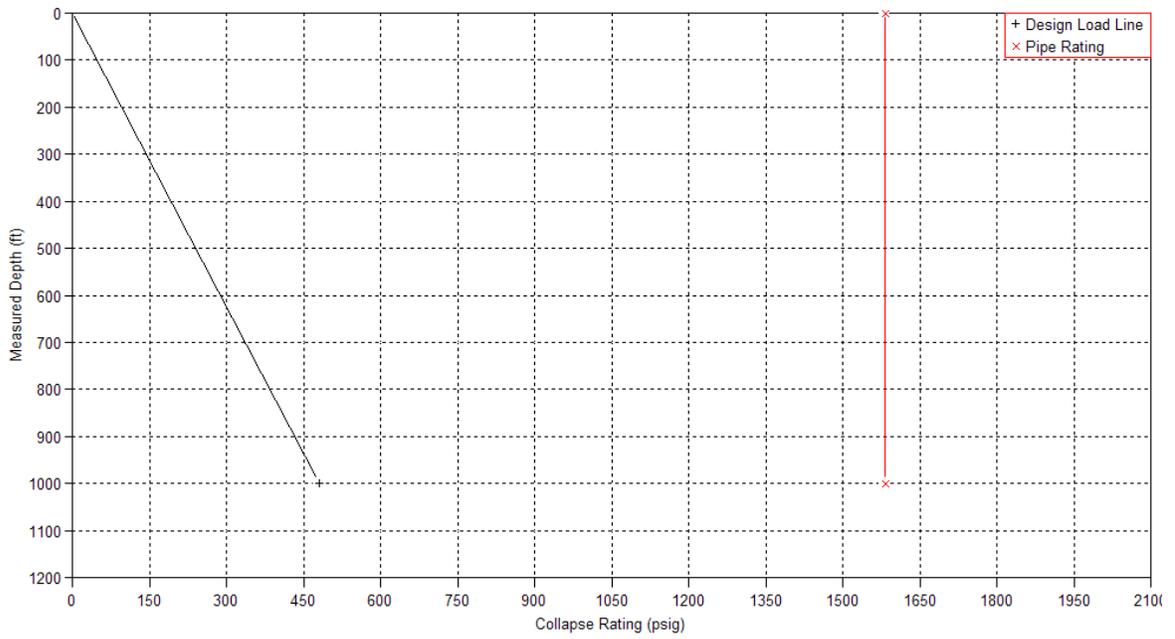


Figura 13.10.- Diseño de Colapso

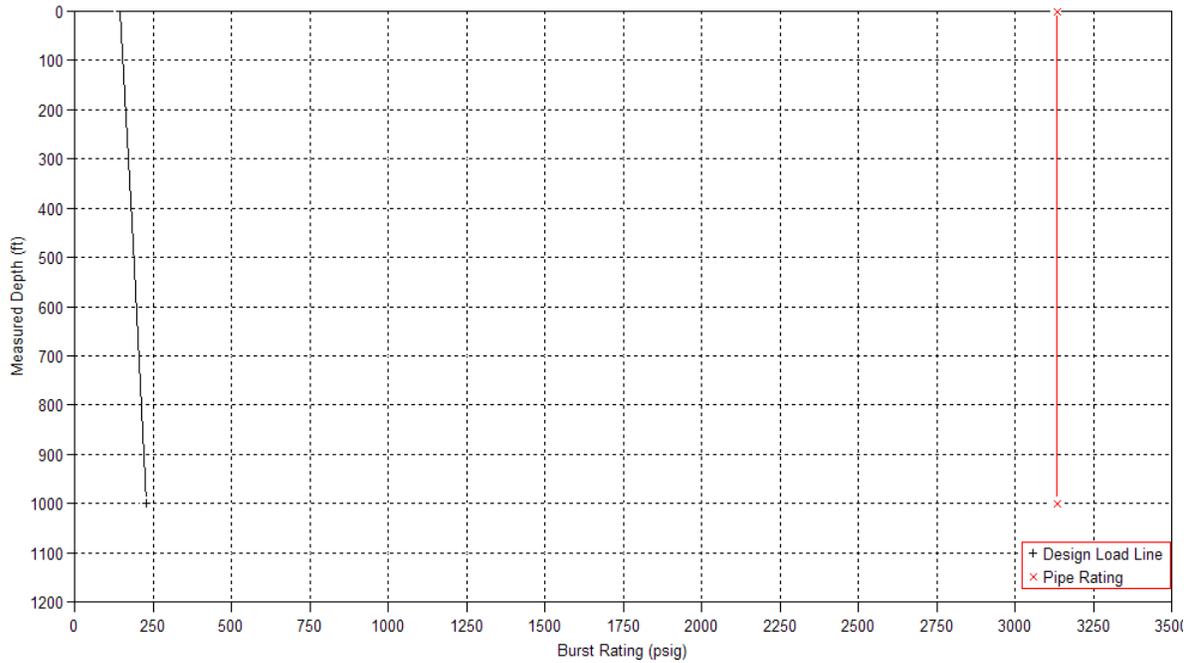


Figura 13.11.- Diseño de Estallido

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

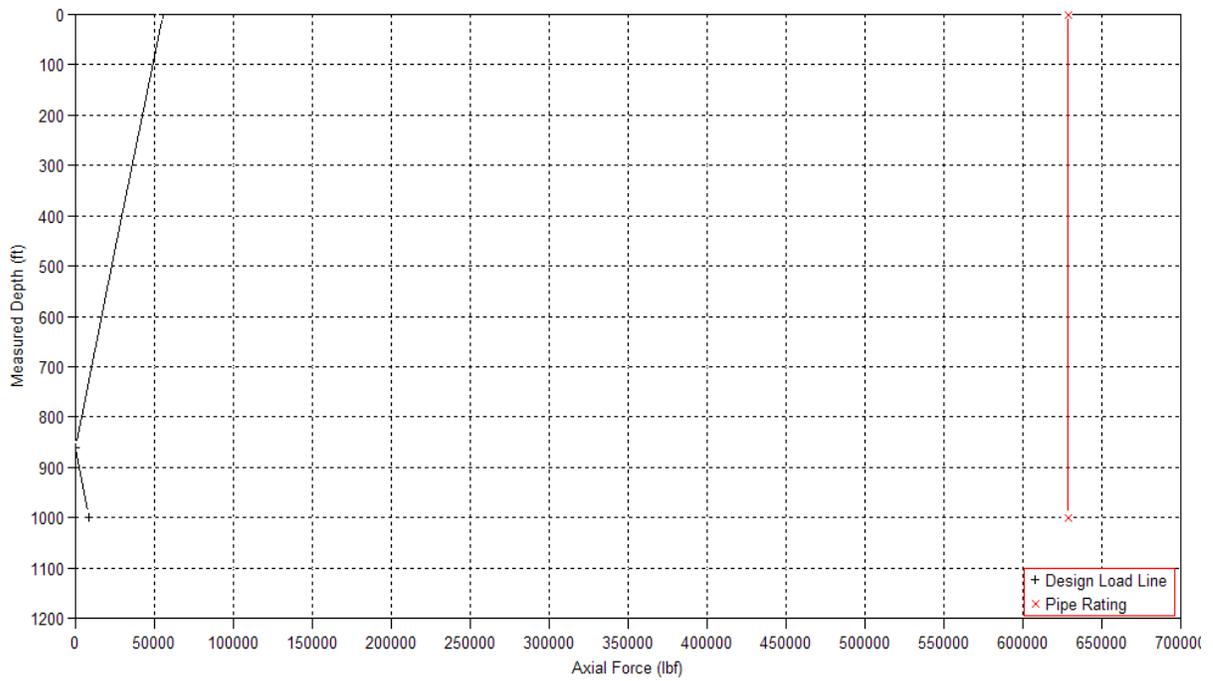


Figura 13.12.- Diseño Axial

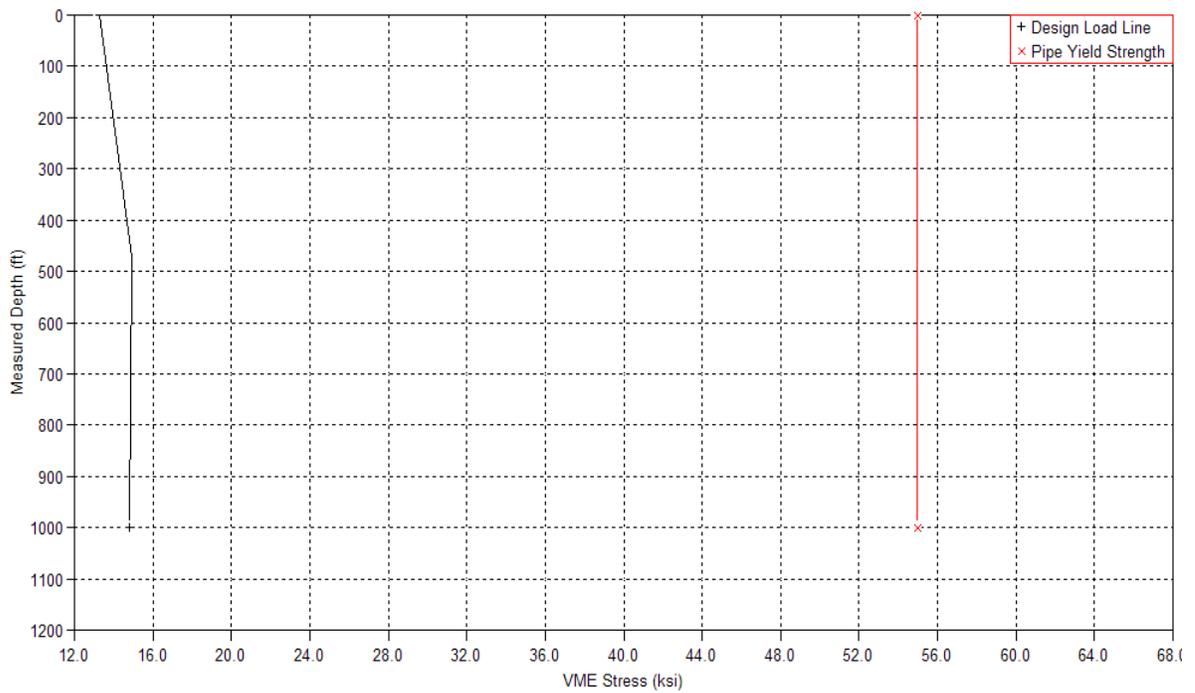


Figura 13.13.- Diseño Triaxial

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

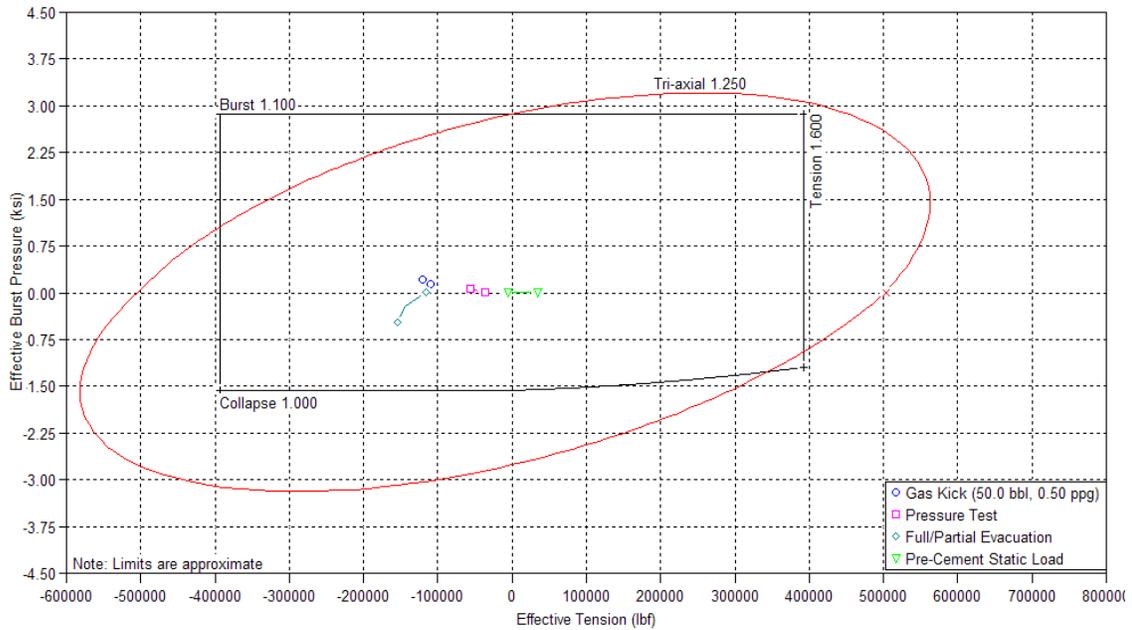


Figura 13.14.- Límites de Diseño para los Esfuerzos Triaxiales

13.4.2.- Revestidor de Producción:

Tabla 13.8.- Características del Revestidor de Producción.

INTERVALO (pies)	DIÁMETRO (pulg)	PESO (lbs/Pie)	GRADO	ROSCA	FC	FE	FA	FT	LONGITUD (pies)
0-89	7	26	N-80	BTC	+100	2,41	3,05	2,82	89
89-7337	7	23	N-80	BTC	1,18	1,47	2,71	1,85	7248
7337-8337	7	26	N-80	BTC	1,67	2,05	3,87	2,48	1000

Características nominales:

Tabla 13.9.- Características Nominales del Revestidor de Producción.

REVESTIDOR	COLAPSO (lppc)	ESTALLIDO (lppc)	TENSIÓN (lbs)
N-80, 26, BTC	5410	7240	604000
N-80, 23, BTC	3830	6340	532000

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

Condiciones de servicio o de carga:

- ✓ Vacío total: Se vacía completamente todo el interior de la tubería de producción. 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 esta 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.

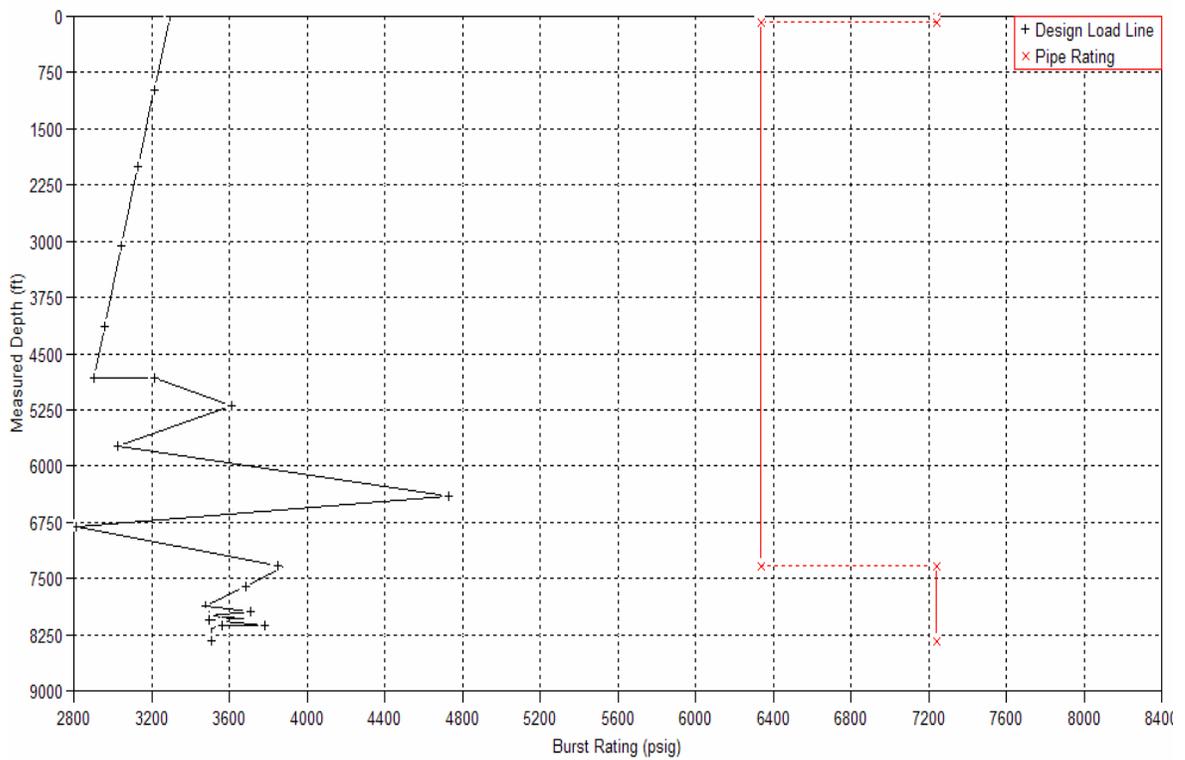
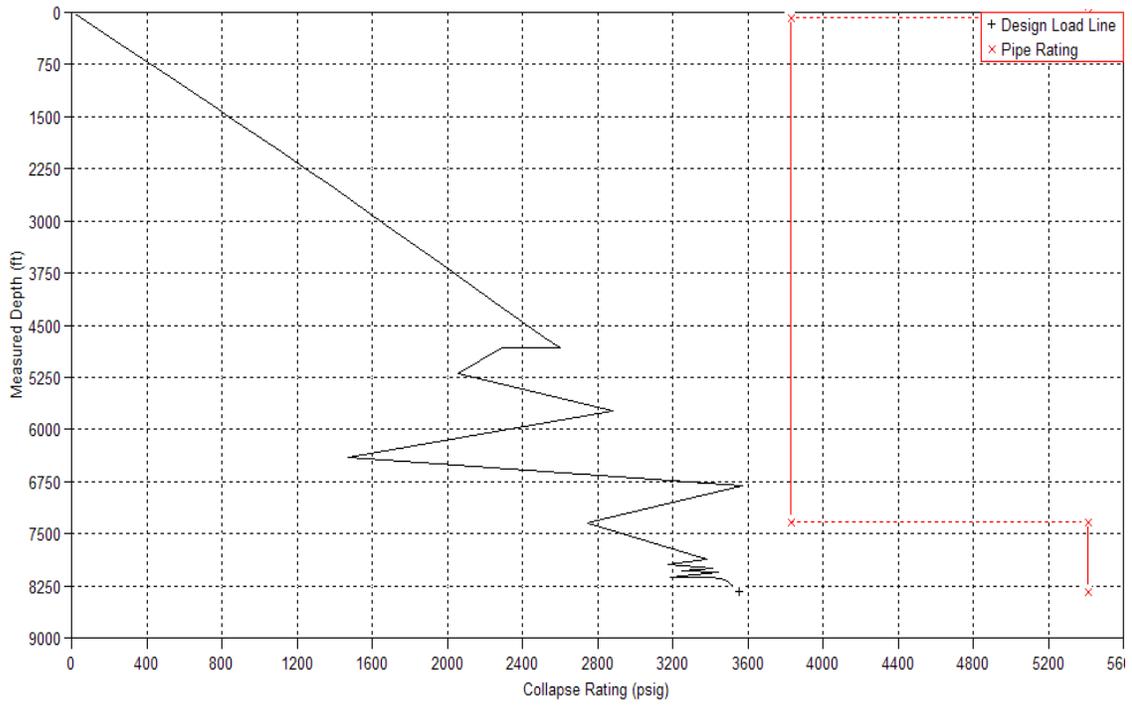
- ✓ Se consideran los siguientes casos de carga axial:
 - a) Prueba de cemento verde: Se ejecuta mientras el cemento actúa como fluido y no ha sellado el espacio anular.

 - b) 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.

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

 - d) Cementación: Considera las cargas que se originan cuando el revestidor se esta cementado.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)



INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

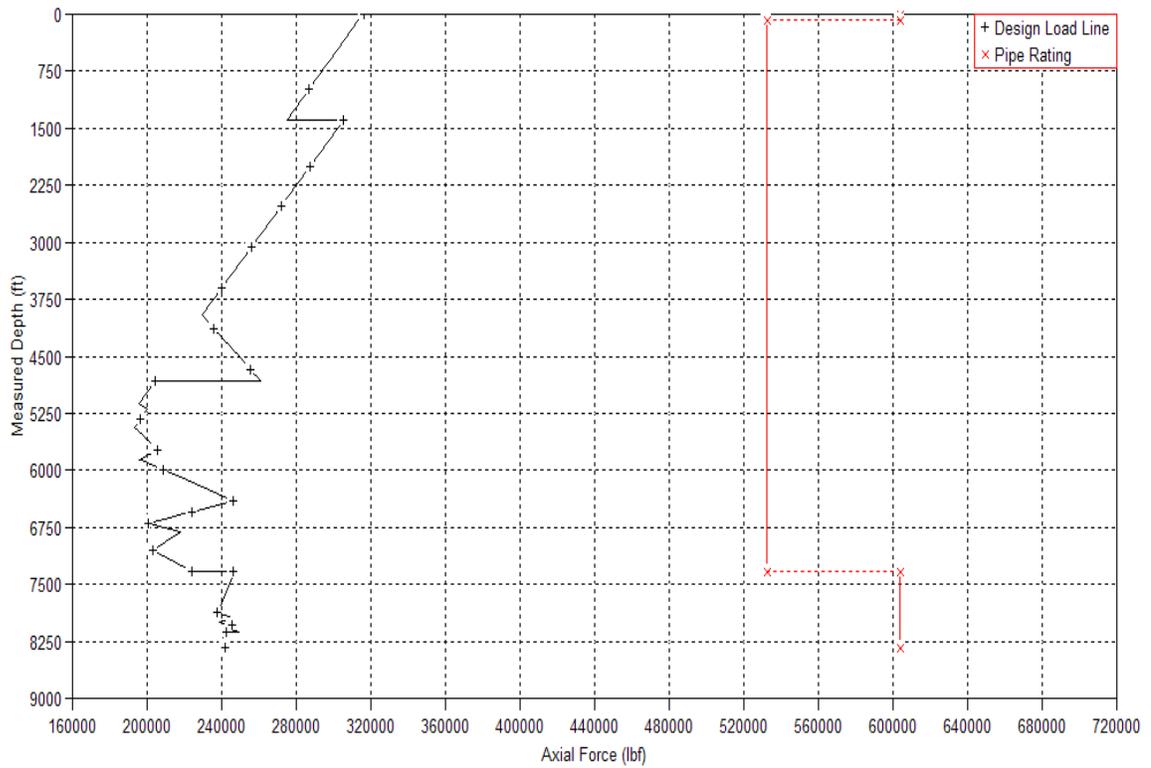


Figura 13.17. Diseño de Tensión

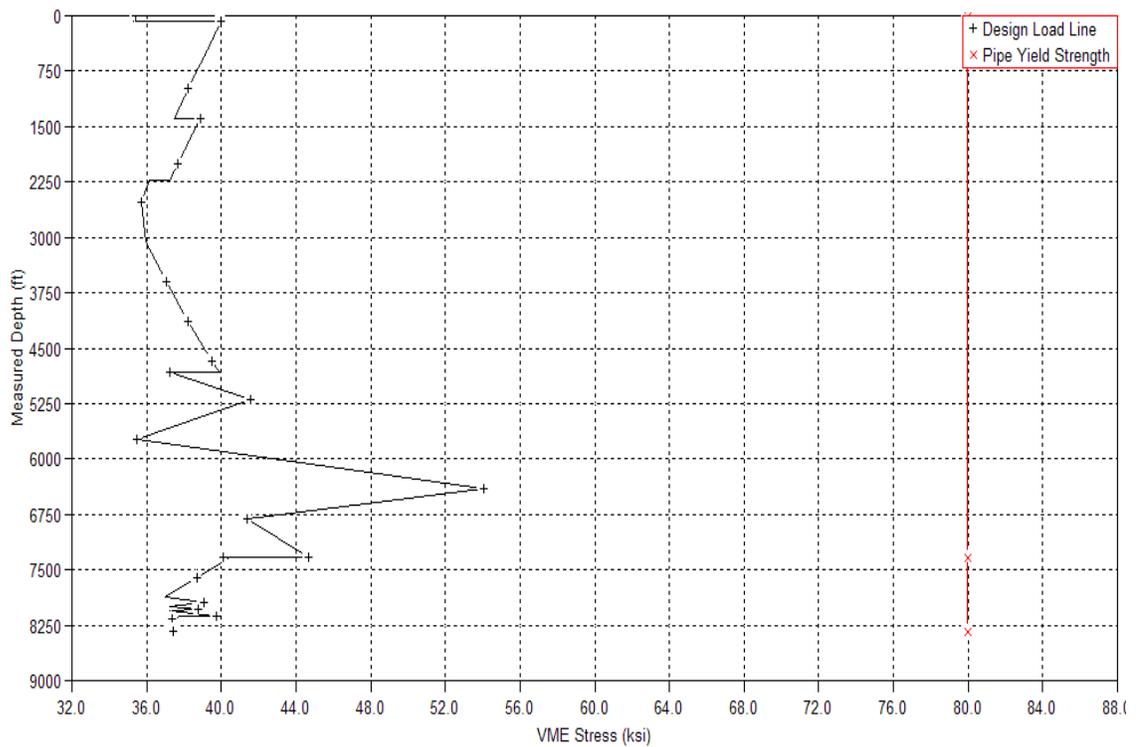


Figura 13.18.- Diseño Triaxial

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

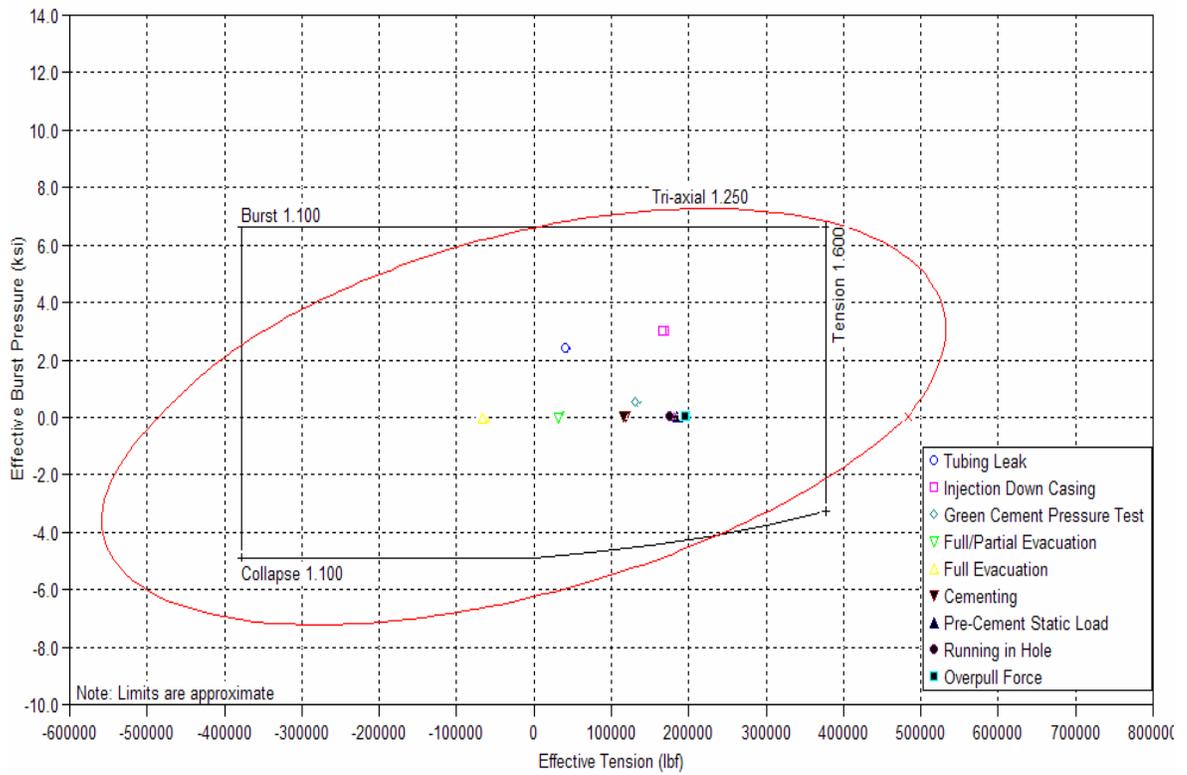


Figura 13.19.- Límites de Diseño para los Esfuerzos Triaxiales

13.5.- GEOMETRÍA DE HOYOS.

La configuración final de los hoyos de la localización CS-54 con los respectivos puntos de asentamiento de los revestidores, se presenta a continuación:

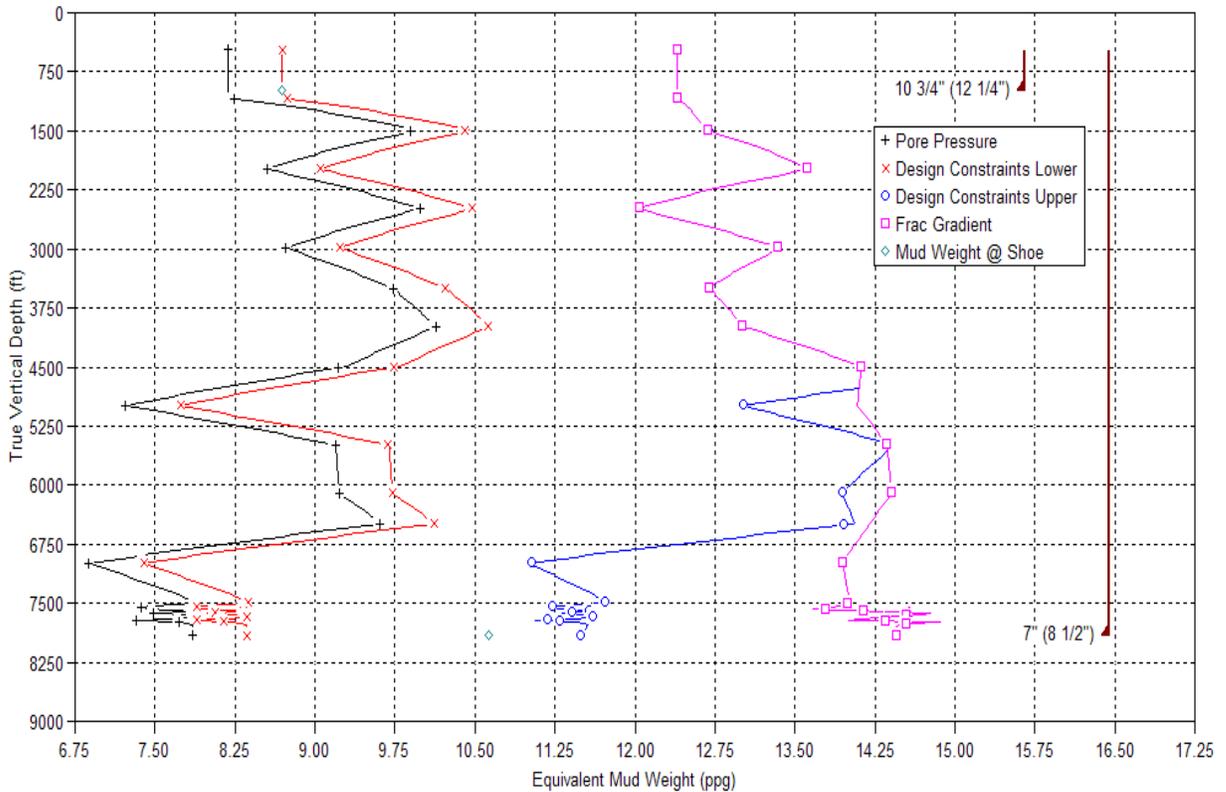


Figura 13.20.- Diseño de Hoyos y puntos de asentamiento de revestidores.

Tabla 13.10.- Características de los Hoyos.

Hoyo	Diámetro (pulgadas)	Profundidad (pies)	Objetivo
Superficie	12-1/4	1000	Atravesar la formación Parángula - Río Yuca y asentar el revestidor de superficie.
Producción	8-1/2	8337	Atravesar la arenas productoras de la formación Guafita y asentar el revestidor de producción.

13.6.- FLUIDOS DE PERFORACIÓN.

13.6.1.- Hoyo de Superficie de 12-1/4".

✓ Lodo Agua Gel, con las siguiente formulación:

Tabla 13.11.- Formulación del Lodo Agua Gel.

Formulación	
Aditivo	Concentración (Lb/bbl)
Bentonita	10
Cal	0,5
Surfactante	2

Propiedades:

Tabla 13.12.- Propiedades Esperadas del Lodo Agua Gel.

Propiedad	Valor Mínimo	Valor Máximo
Densidad (Lb/gal)	8,7	9,3
Viscosidad Marsh (s)	35	50
Viscosidad plástica (cp)	8	10
MBT (lb/bbl)	12,5	15
Cal Hidratada (lb/bbl)	0,5	1
% Arena	-	0,5
pH	9	10.5

13.6.2.- Hoyo de Producción de 7".

✓ Lodo 100 % Aceite con la siguiente formulación:

Tabla 13.13.- Formulación del Lodo 100% Aceite.

Formulación	
Aditivo	Concentración (Lb/bbl)
Carbonato de Calcio (CaCO ₃)	148
Viscosificante	8
Polímero soluble en aceite Controlador de Filtrado	6
Emulsificante/Humectante	2
Cal	4

Propiedades:

Tabla 13.14.- Propiedades del Lodo 100% Aceite.

Propiedad	Valor Mínimo	Valor Máximo
Densidad (Lb/gal)	9.2	9.5
Punto Cedente (Lb/100 pies ²)	16	20
Viscosidad Plástica (cp)	18	28
Geles 10 seg., 10 min. (Lb/100 pies ²)	12/20	22/30
Lectura a 3 rpm	9	10
Lectura a 6 rpm	10	11
Filtrado HP/Ht (cc / 30 min.)	4	5
Estabilidad Eléctrica (V)	2000	
% Sólidos	13	17

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

Curva de densidad del lodo de los pozos GF-14X, GF-17, GF-31 y GF-52, vecinos de la localización CS-54.

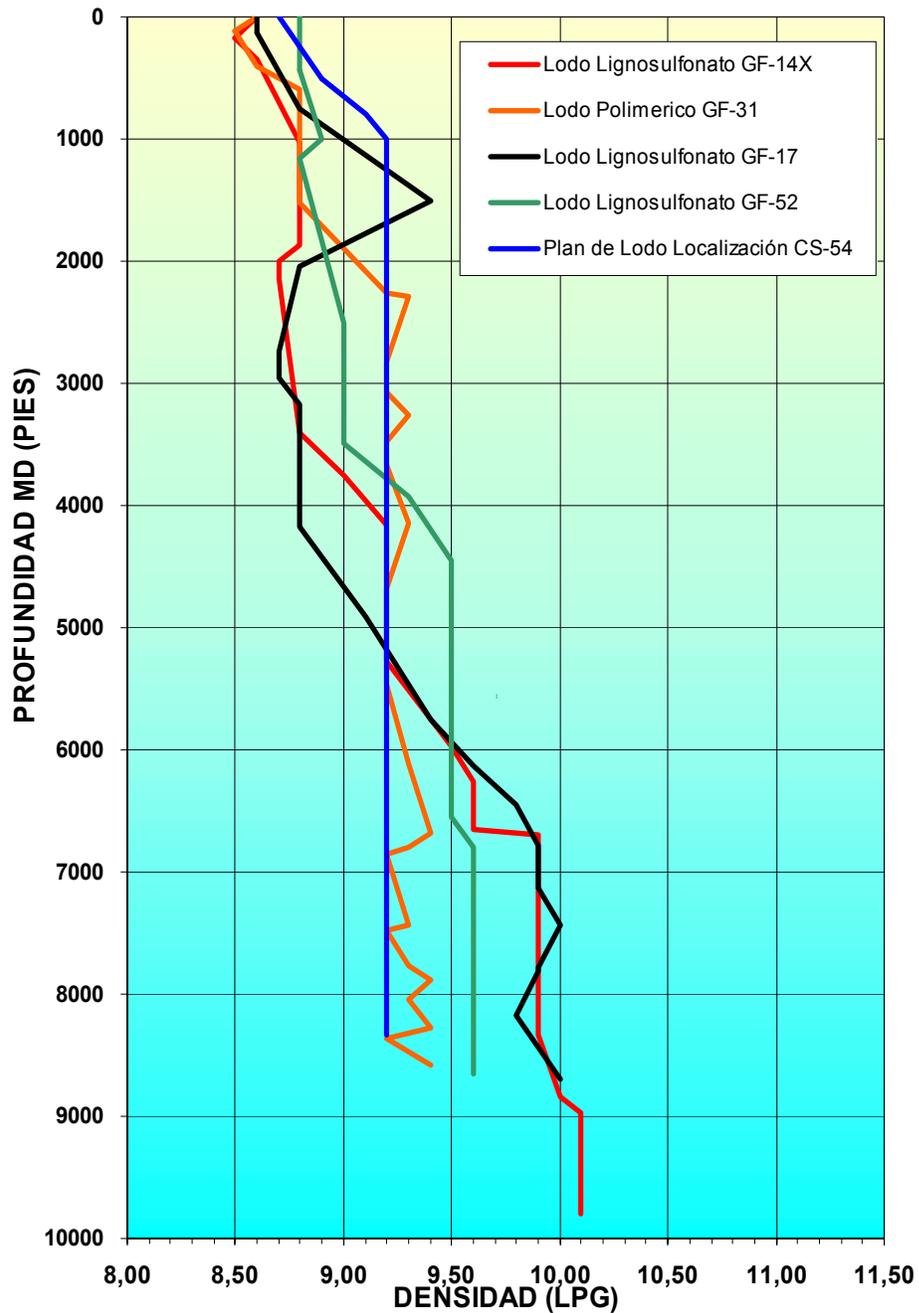


Figura 13.21.- Curvas de Densidad de Lodo de los Pozos Vecinos a la Localización CS-54

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

A partir de la información de las curvas de densidad de lodo de los pozos GF-14X, GF-17, GF-31 y GF-52 se presenta la Curva de densidad de lodo propuesta para la localización CS-54.

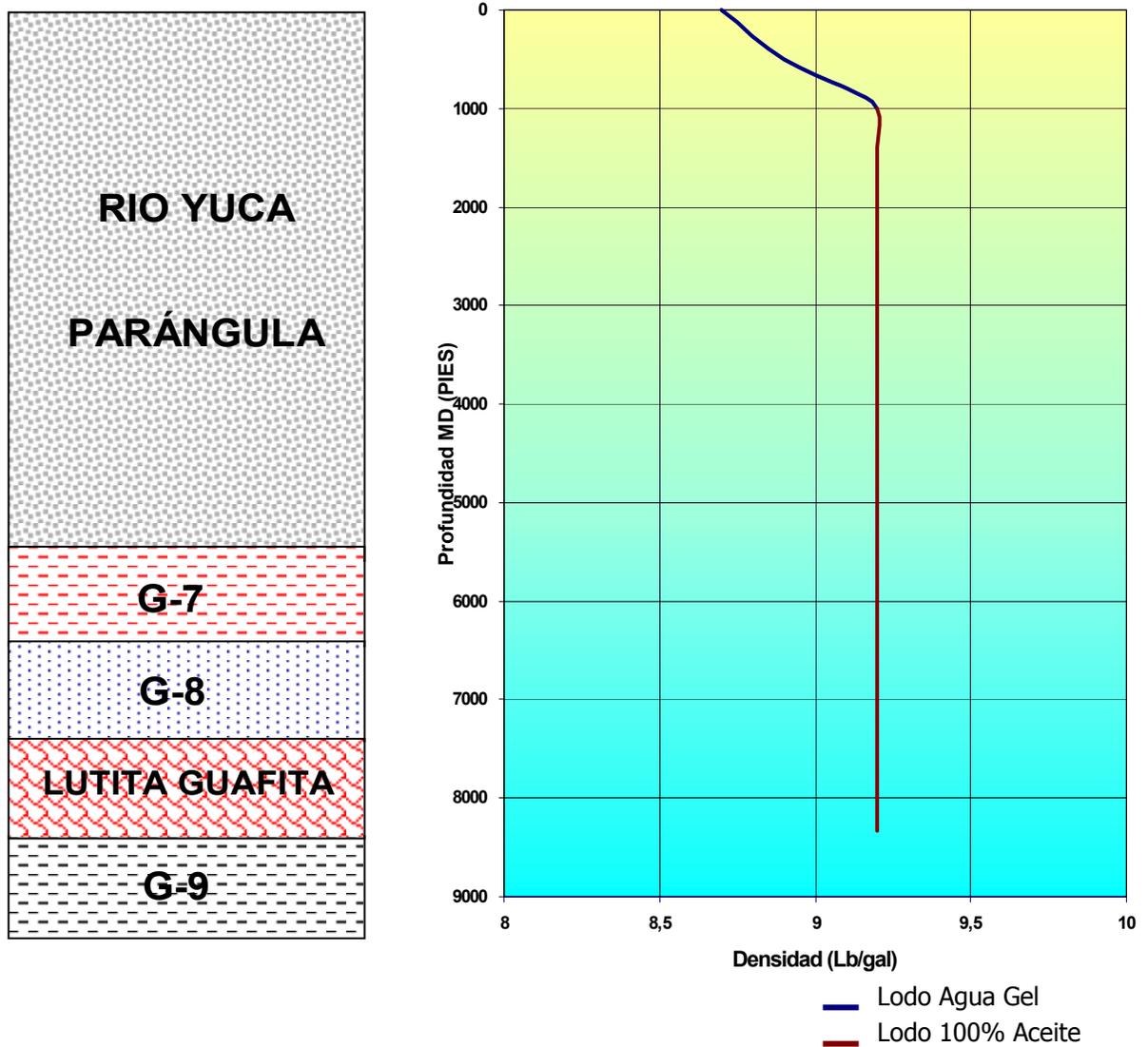


Figura 13.22.- Curva de Lodo Propuesta

13.7.- CEMENTACIÓN.

13.7.1.- Revestidor de Superficie.

13.7.1.1.- Características de la zapata a utilizar en la cementación del revestidor de 10-3/4".

- ✓ Zapata flotadora 10-3/4" MegoAfek Modelo SSII-2.
- ✓ Diámetro Revestidor: 10 3/4".
- ✓ Grado del Revestidor API: J55.
- ✓ Peso del Revestidor: 40,5 lb/pie.
- ✓ Diámetro interno del Drift: 10,192 pulg.
- ✓ Tipo de rosca: BTC.
- ✓ Área de Flujo de la válvula: 3,12 pulg.
- ✓ Rango de Temperatura: 300 ° F.
- ✓ Rango de Tasa de Bombeo (2-4 % Contenido de Arena): 10 Bbl/min x 24 hr.
- ✓ Resistencia a la compresión (Válvula): 5000 Lppc.
- ✓ Perforable con Mecha PDC: Si.
- ✓ Diámetro Interno del cono de la espiga: 4".

13.7.1.2.- Cálculos volumétricos de las lechadas.

Premisas

Diámetro del hoyo: 12,25 " + 10 % Exceso (Nominal).

Longitud lechada de cola 300 pies, Longitud lechada de barrido: 700 pies.

13.7.1.2.1.- Capacidades (Bbl/pie)

Hoyo 12,25"+10% (13,47")	0,1764	Bbl/pie
Hoyo 12,25"+10% - Rev. 10-3/4"	0,0648	Bbl/pie
Rev. 10-3/4" 40,5 Lb/Pie	0,0981	Bbl/pie
DP's 4.5", 16,6 Lb/Pie	0,01422	Bbl/pie

Lechada de cola:

Tabla 13.16.- Aditivos de la Lechada de Cola.

Tipo	Concentración
Mara B	
Agua Fresca	5,00 gal

Lechada de cola ((Cemento B + Agua) con una densidad de 15,6 Lb/gal).

$$V2 = (\text{Pies cemento Cola}) \times \text{Capacidad (Hoyo } 12,25'' + 10\% - \text{Rev. } 10-3/4'')$$

$$V2 = 300 \text{ pies} \times 0,0648 \text{ Bbls/pie}$$

$$\mathbf{V2 = 20 Bbls}$$

Sacos de cemento lechada de cola

$$Sxs = \frac{V1 \times 5.615}{\text{Rend}} = \frac{20 \text{ Bbls} \times 5.615 \text{ pie}^3/\text{Bbls}}{1,18 \text{ pie}^3/\text{Sxs}} \Rightarrow \mathbf{Sxs = 96}$$

Mezclar 96 Sxs (20 Bbls) de Lechada de Cola.

Volumen Teórico de Desplazamiento con Espiga "Stinger"

$$Vd = (\text{Capacidad DP's } 4.5'', 16.6 \text{ Lb/p} \times \text{Long.})$$

$$Vd = (0.01422 \times 1000')$$

$$Vd = 14.22 \text{ Bbl}$$

Nota: Desplazar con 13 Bbls de agua con la finalidad de minimizar riesgos de lavar la zapata.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

La representación de los volúmenes considerados para la cementación del revestidor de producción se muestran a continuación:

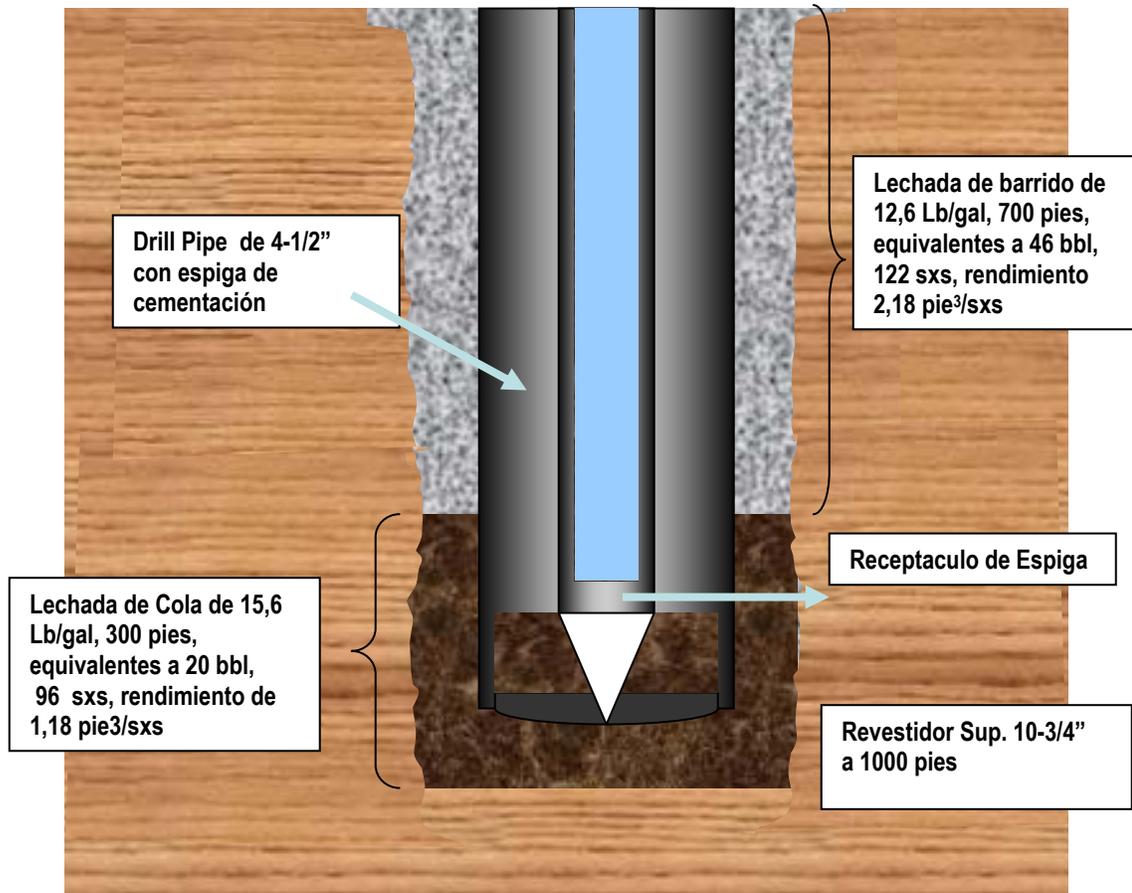


Figura 13.23.- Volúmenes de Cemento para el Revestidor de Superficie.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

13.7.1.3.- Tiempo operacional de cementación revestidor 10-3/4"(PLAN).

Tabla 13.17.- Tiempo Operacional Planeado para Cementar Hoyo de Superficie.

ACTIVIDAD	Volumen (Bbl)	Tasa (BPM)	Tiempo Llenado (min)	Tiempo Cola
1-. Probar Líneas de Cementación (3000 Lppc) .				
2-. Bombear 50 bbls de Lechada de barrido ((Cemento B + 6% Gel + 0,5% Metasilicato de sodio Anhidro + Agua) @ 12,6 Lb/gal)	50	4	13	
3-. Bombear 22 bbls de Lechada de Cola (Cemento B + Agua @ 15,6 Lb/gal). Continuar mezclando cemento de cola hasta que se observe la presencia de cemento en superficie máximo 40 bbls (200 sxs). En caso de no observarse cemento en superficie, prepararse para TOP-JOB 100 sxs /20 bbls	22	4	6	6
4-. Desplazamiento con el camión bomba de la compañía de servicio.	13	2	7	7
5-. Desahogar / Verificar contraflujo.			5	5
6-. Desempotrar espiga y Levantar un (01) pie.			5	5
7-. Bombeo de (02) bbls de agua.	2	2	1	1
			36 min	23 min

	Llenado	Cola
Tiempo Operación	00 hr + 36 min	00 hr + 23 min
Tiempo de Seguridad	2 hr + 54 min	02 hr + 07 min
Tiempos de Espesamiento	3 hr + 30 min	02 hr + 30 min

13.7.2.- Revestidor de producción.

13.7.2.1.- Lechada única

Tipo: MARA "H" .

Densidad: 15,8 Lb/gal.

Rendimiento Lechada : 1.17 pie³/sxs.

Fluido Base: Agua.

Cantidad : Mezclar 42 Bbl (202 sxs).

Tiempo espesamiento: +/-2:00 hrs + 50 min premezclado a temperatura ambiente.

Aditivos concentración:

Tabla 13.18.- Aditivos de la lechada única para cementar el revestidor de producción.

Tipo	Concentración
Mara H	
Silicalite	5%
Aditivo Antimigratorio (Gas Stop)	0,5%
C. de Filtrado(Halad 344)	0.5%
Retardador(CFR-3)	0,4%
Pen 5 (Surfactante)	3,5 gal
Agua Fresca	5,00 gal

Propiedades Esperadas a 150 °F: Vp= 242,95 cps, Pc=48,28 Lbs/100 pies² Pérdida de Filtrado= 18 cc en 30 min, Resistencia a la compresión @ 8 horas 1000 Lppc, @ 12 horas= 1450 Lppc y 2000 Lppc a 24 horas

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

13.7.2.2.- Cálculos de la lechada única

13.7.2.2.1.- Capacidades (Bbl/pie)

Hoyo 8,5" + 0,5"	0,079
Hoyo 8,5"- Revestidor 7"	0,031
Revestidor 7", 23 Lb/pie	0,0393
Revestidor 7", 26 Lb/pie	0,0382

13.7.2.2.2.- Cálculo del punto neutro

$$P_n = P_t \times (1 - 9,2/65.4) = 8337' \times 0.86$$

$$\mathbf{P_n = 7169'}$$

13.7.2.2.3.- Volumen lechada única

$$V_1 = \text{Volumen entre cuello flotador y zapata} = 89,2 \text{ pies} \times 0,0382 \text{ Bbl/pie}$$

$$V_1 = 3,40 \text{ Bbl.}$$

$$V_2 = \text{Volumen anular entre hoyo } 8\text{-}1/2'' \text{ y Rev } 7'' = (1200 \text{ pies} \times 0,031) = 38 \text{ Bbls.}$$

V3 = Volumen de desplazamiento

V3 = Volumen Rev 7" (26 Lb/pie) + Volumen Rev 7" (23 Lb /pie).

$$V_3 = (1089 \times 0,0382) + (7248 \times 0,0393).$$

$$V_3 = (41,6) + (284,8464) = 327 \text{ Bbls considerando volumen compresibilidad del lodo.}$$

13.7.2.2.4.- Volumen de la lechada de cemento

$$V_{\text{cemento}} = V_1 + V_2 = \text{Bbl}$$

$$V_{\text{cemento}} = 42 \text{ bbls}$$

$$\text{Sacos} = \frac{42 \text{ Bbl} \times 5,615}{1.17 \text{ sxs/pie}^3} = 202 \text{ sxs.}$$

Mezclar 202 sxs (42 bbl).

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

La representación de los volúmenes considerados para la cementación del revestidor de producción se muestran a continuación:

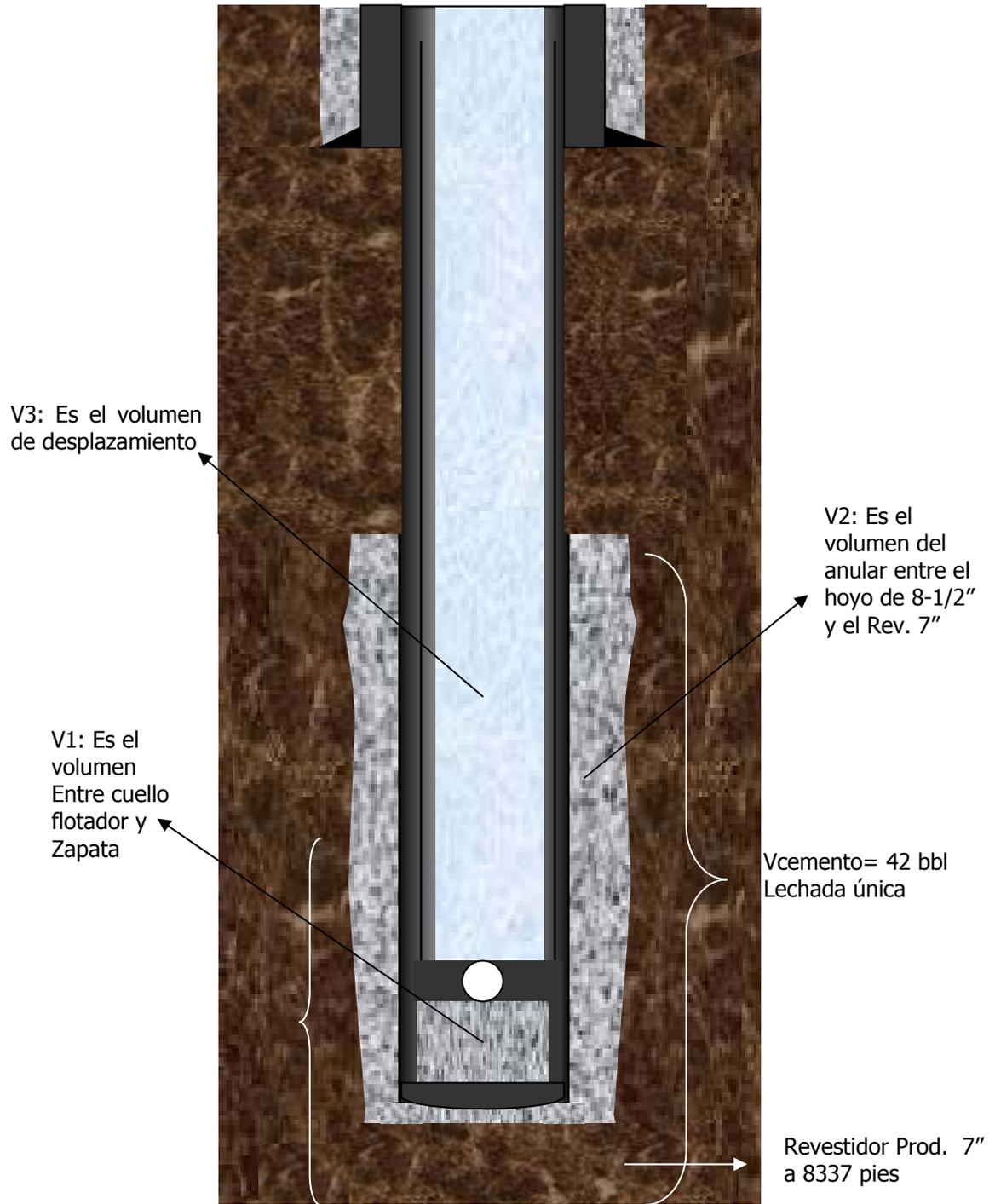


Figura 13.23.- Volúmenes de Cemento para el Revestidor de Producción.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

13.7.2.3.- Tiempo operacional de cementación revestidor 7" (PLAN).

Tabla 13.19.- Tiempo Operacional Planeado para Cementar Hoyo de Producción.

ACTIVIDAD		VOLUMEN [Bbl]	BPM	TIEMPO Cemento [min]
1-.Probar Líneas de Cementación 5000 Lppc. Instalar Tapón Rojo y Tapón Negro. Reciprocar tubería 20 pies durante todo el trabajo.				10
2-. Premezclar 42 bbls (211 sacos) de Lechada de Cemento @ 15,8 Lb/gal		42	-	40
3-.Bombear 50 Bbls de píldora Dispersa @ 9,2 Lb/gal		50	8	7
4-. Bombear 60 bbls píldora Solvente Removedora (preflujos @ 7, 2 Lb/gal)		60	5	12
5-. Bombear 40 bbls espaciador Tuned Spacer @ 10,5 Lb/gal		40	5	8
6-. Bombear 40 bbls de píldora salina a 9,2 Lb/gal		40	5	8
7-.Bombear 10 bbls de agua + surfactante @ 8,4 Lb/gal		10	5	2
8-.Soltar tapón (rojo) de limpieza				10
9-. Bombear 42 Bbls (211 sacos) de lechada @ 15,8 Lb/gal		42	5	9
10-. Soltar tapón negro de desplazamiento				10
11-. Desplazar con Lodo @ 8,4 Lb/gal con bombas de taladro 347 bbls. Hasta asentar tapón 500 Lppc por encima presión de trabajo		330	8	39
		17	3	7
12-. Desahogar presión lentamente y Contabilizar contraflujo				10
TOTAL				172
Lechada	Operación	Tiempo de Espesamiento		Tiempo de Seguridad
Única	1 hora 15 min	2 Hrs 50 min (1 hr premezclado)		1 hora 35 min

13.8.- MECHAS

13.8.1.-Hoyo de Superficie:

Tabla 13.20.- Parámetros Operacionales de las Mechass del Hoyo de Superficie.

TIPO	DIÁMETRO (pulg)	GPM	PSM (mLbs)	PROF. DE ENTRADA (pies)	PROF. DE SALIDA (pies)
PDC	12-1/4	300-400	5-12	0	300
PDC	12-1/4	590	5-12	300	1000

Tabla 13.21.- Características de las Mechass del Hoyo de Superficie.

FABRICANTE	MODELO	Nº DE ALETAS	TAMAÑO DE CORTADORES (mm)	CHORROS	TFA (pulg ²)
GEODIAMOND	S95N	4	19	2 de 16/32" 1 de 15/32" 1 de 14/32"	0,72



Figura 13.25.- Mecha PDC de 12-1/4 Pulgadas.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

13.8.2.-Hoyo de producción:

Tabla 13.22.- Parámetros Operacionales de las Mechas del Hoyo de Producción.

TIPO	DIÁMETRO (Pulg)	GPM	PSM (MLbs)	PROF. DE ENTRADA (Pies)	PROF. DE SALIDA (Pies)
PDC	8-1/2	300	3-10	1000	1400
PDC	8-1/2	460-480	3-10	1400	8337

Tabla 13.23.- Características de las Mechas del Hoyo de Producción.

FABRICANTE	MODELO	Nº DE ALETAS	TAMAÑO DE CORTADORES (mm)	CHORROS	TFA (Pulg^2)	CÓDIGO IADC
SMITH	S958PX	6	22	3 de (11/32)" 3 de (12/32)"	0,610	S121

A continuación se muestra el rendimiento de la mecha en pozos anteriores:

Tabla 13.24.- Rendimiento de las Mechas PDC en Pozos Anteriores.

POZO	PROF. ENTRADA (Pies)	PROF. SALIDA (Pies)	PIES PERFORADOS	HORAS	HORAS ROP (Pies/Hora)
GF-150	1028	3924	2896	65,5	44,21
	3924	6583	2659	85	31,28
	6583	8442	1859	61,5	30,23
GF-151	1017	5020	4003	76	52,67
	5020	8448	3428	99,5	34,45
GF-152	1020	5833	4813	106,5	45,19
	5833	7497	1664	71	23,44
GF-154	1010	2400	1389	14,5	95,79
	2400	8328	5928	122,5	48,39
GF-156	1021	2500	1479	17	84
	2500	7921	5421	155	34,97
	7921	8502	581	20	29,05
GF-157	1022	8498	7476	186,5	40,09
Total de pies perforados acumulados			43596	1081	40,35

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

Es importante señalar que la mecha se ha sometido a dos reparaciones, debido a que se busca optimizar costos sin afectar la eficiencia del proceso y la mecha PDC de 8-1/2 pulgadas modelo Security S958PX ha permitido esto.



Figura 13.26.- Mecha PDC de 8-1/2 pulgadas

Mecha para limpieza:

Tabla 13.26- Parámetros Operacionales de las Mechas de Limpieza.

TIPO	DIÁMETRO (Pulg)	GPM	PSM (MLbs)	PROF. DE ENTRADA (Pies)	PROF. DE SALIDA (Pies)
Tricónica	8-1/2	450-500	2-4	1000	8337

Tabla 13.26.- Características de las Mechas Tricónicas.

FABRICANTE	MODELO	N° DE CHORROS	TIPO DE DIENTES	CÓDIGO IADC
SMITH	FGSS	SIN CHORROS	FRESADOS	117



Figura 13.27.- Mecha Tricónica para Limpieza

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

13.9.- SARTA DE PERFORACIÓN.

13.9.1.- Hoyo de Superficie:

Sarta lisa compuesta por:

Tabla 13.27.- Componentes de la Sarta Lisa

Nº	COMPONENTE	D.E. (Pulg)	D.I. (Pulg)	PESO (Lbs/Pie)	CANTIDAD	LONGITUD (Pies)
1	Bit	12-1/4		-	1	1,5
2	Bit Sub	8	2,437	-	1	3,28
3	Drill Collar	8	2-7/8	150	1	30,64
4	Drill Collar	8	2,437	150	1	29,96
5	Cross Over	8	3-1/4	-	1	2,13
6	Drill Collar	7	2,437	119	1	30,73
7	Drill Collar	7	2,437	119	1	30,73
8	Cross Over	7-1/4	2-7/8	83	1	2,58
9	Drill Collar	6	2-7/8	-	3	93,04
10	Heavy Wate	4-1/2	2-15/16	41	12	361,53

Longitud total del ensamblaje: 586,12 pies.

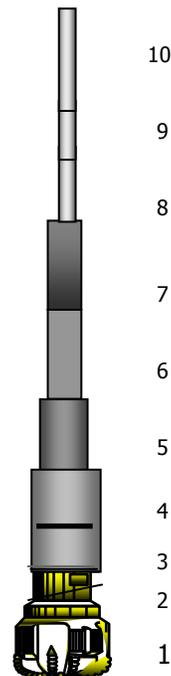


Figura 13.28.- Sarta Perforación para el Hoyo de Superficie

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

13.9.2.-Hoyo de Producción:

13.9.2.1.- Sarta direccional:

Tabla 13.28.- Componentes de la Sarta Direccional.

Nº	COMPONENTE	D.E. (Pulg)	D.I. (Pulg)	PESO (Lbs/Pie)	CANTIDA D	LONGITUD (Pies)
1	Mecha PDC	8-1/2	N/A	-	1	0,65
2	Motor 1,5 °	6-3/4	N/A	-	1	26
3	Pony Monel	6-1/2	2-13/16	-	1	9,43
4	Estabilizador	6-1/2	2-1/4	-	1	4,99
5	Sub PINXPIN	6-1/2	2-15/16	-	1	1,98
6	Tool Carrier	6-3/4	2-15/16	-	1	19,11
7	Emitting Sub	6-3/4	2-13/16	-	1	10,32
8	Monel	6-1/2	2-13/16	-	1	30,33
9	Float Sub	6-5/8	N/A	-	1	2,62
10	Drill Collar	6-1/4	2-15/16	90	3	92,03
11	Heavy Wate	6-1/16	2-15/16	41	7	212,07
12	Martillo	6-11/16	2-7/8	-	1	35,49
13	Heavy wate	6-1/16	2-15/16	41	9	271,44
14	Cross Over	6-1/2	2-15/16	-	1	1,87

Longitud total del ensamblaje, 718,33 pies.

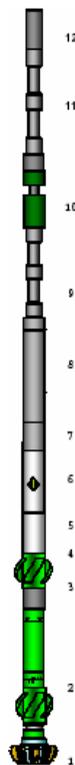


Figura 13.29.- Sarta de Perforación para el Hoyo de Producción

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

13.9.2.2.- Sarta de Limpieza:

Tabla 13.29.- Componentes de la Sarta de Limpieza.

Nº	COMPONENTE	D.E. (Pulg)	D.I. (Pulg)	PESO (Lbs/Pie)	CANTIDAD	LONGITUD (Pies)
1	Mecha Tricónica	8-1/2		-	1	0,8
2	Bit Sub	6-1/2	2-7/8	-	1	2,80
3	Drill Collar	6-1/4	2-15/16	90,8	3	92,03
4	Heavy Wate	6-1/8	2-7/8	42,6	7	212,07
5	Martillo	6-3/4	2-1/2	-	1	35,49
6	Heavy Wate	6-1/8	2-15/16	42,6	9	271,44
7	Cross Over	6-1/2	2-15/16	-	1	1,87

Longitud total del ensamblaje: 616,5 pies.

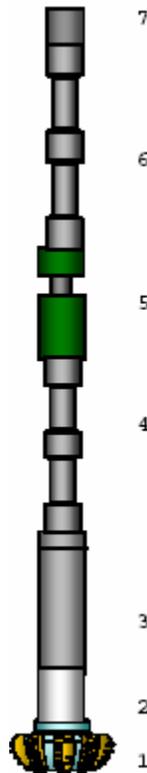


Figura 13.30.- Sarta de Limpieza

13.10.- CAÑONEO.

13.10.1.- Resumen del Equipo de Cañoneo.

Tabla 13.30.- Características del Cañoneo.

Díámetro Cañón	Tipo	Tiros Por Pie	Nombre de la carga	Díámetro del Rev.	Díámetro Perforaciones (pulg.)	Penetración (pulgadas)	Esfuerzo formación (Lppc)
4 -5/8"	Casing Gun	21	Super Big Hole	7"	0,83	5,9	6028

13.10.2.- Secuencia de Detonación de la Carga.

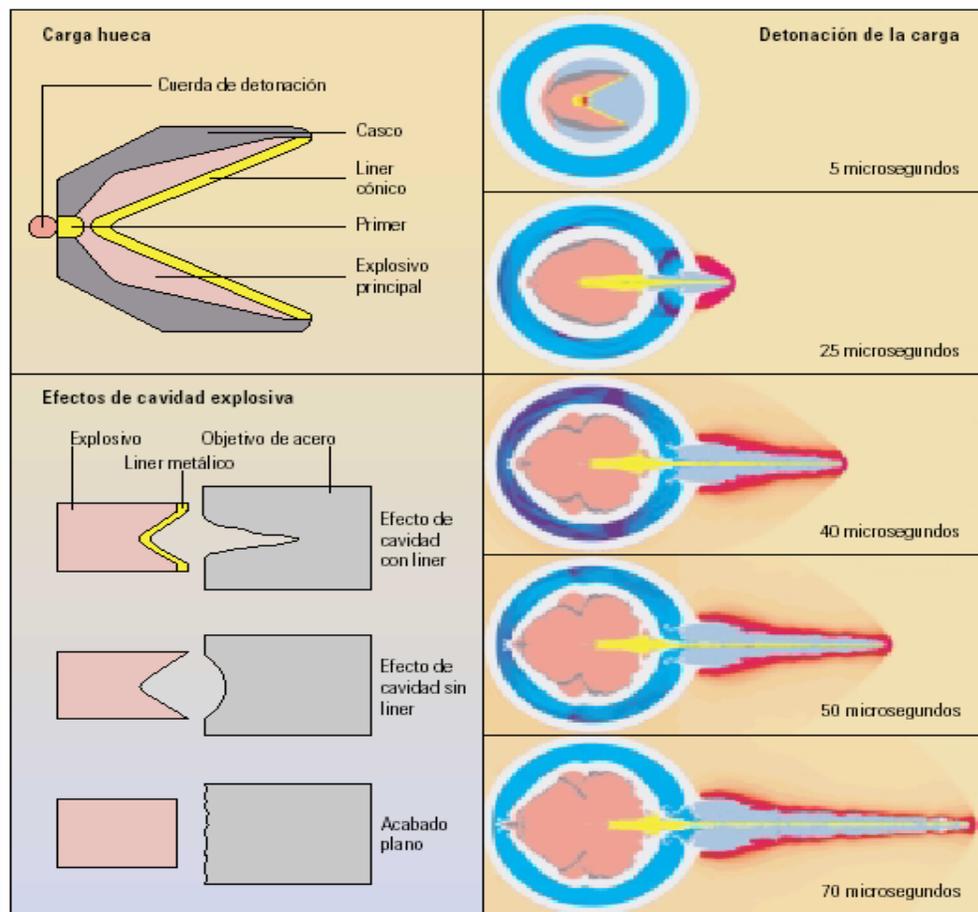


Figura 13.31- Secuencia de Detonación de las Cargas.

El esquema final de cañoneo.

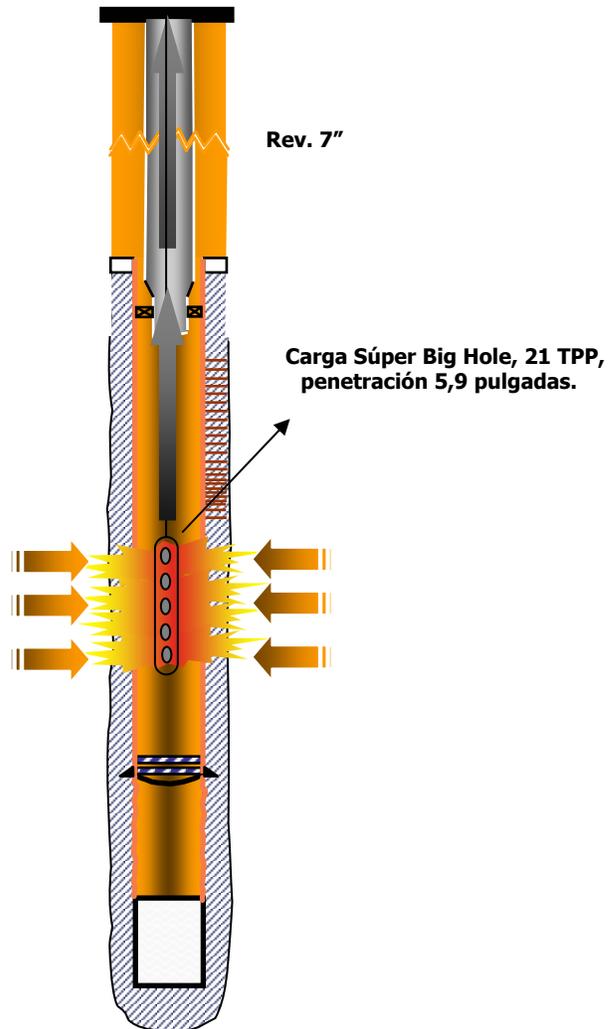


Figura 13.32.- Esquema General de Cañoneo para la Localización CS-54.

13.11.- PROGRAMA DE REGISTROS Y NÚCLEOS

13.11.1.- Hoyo de Superficie.

En Esta fase no se contempla tomar registros eléctricos ni direccionales.

13.11.2- Hoyo de Producción.

✓ Direccionales.

Se utilizará el equipo direccional y una vez que se inicie la perforación direccional se mantendrá la inclinación y la dirección.

Tabla 13.31.- Registro Direccional del Hoyo de Producción

TIPOS DE REGISTROS	DESDE	HASTA
MWD	1000'	8337'

✓ Eléctricos.

Tabla 13.32.- Registros Eléctricos del Hoyo de Producción.

REGISTRO	ESCALA	INTERVALO
Registro de Inducción (Investigación Profunda y Somera) – Rayos Gamma	1:200	7300' – 8300'*
	1:500	7300' – 8300'
RHOB-Neutrón-GR-Caliper	1:200	7300' – 8300'
	1:500	7300' – 8300'
Resonancia Magnética Nuclear	1:200	7300' – 8300'
	1:500	7300' – 8300'
Presiones y Muestra de Fluido para PVT	1:200	7300' – 8300'
	1:500	7300' – 8300'

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

(*) Este valor se cálculo con la profundidad medida a partir de la trayectoria simulada para el pozo.

P.F.: La profundidad final estimada es 8337 pies (MD) según el plan de la trayectoria del pozo.

Los registros deben presentarse en escala lineal excepto el de Resistividad que será en escala logarítmica.

Escalas horizontales de las curvas.

Tabla 13.33.- Escalas horizontales de las curvas.

Curva	Escala Horizontal
Rayos Gamma	0 – 200 API
Resistividad	0.2 – 2000 ohm-m
Densidad de Formación	1.9 - 2.9 gr/cc
Neutrón	45 – (-15) Matriz Arenisca (2.65)

La sección repetida de todos los registros debe hacerse en un intervalo prospectivo de la Formación Guafita.

La información de todos los registros debe estar en profundidad con el registro de Resistividad-Rayos Gamma.

13.12.- EQUIPO DE TRABAJO Y SUS ROLES.

13.12.1.- Líder VCD.

- ✓ 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 de cada uno de los proyectos mediante la aplicación de la metodología VCD.
- ✓ Elaborar los análisis de riesgos, análisis de data histórica (dims) y elaboración de planes de mitigación en conjunto con la mesa de trabajo.

13.12.2.- Ingeniero VCD.

- ✓ Hacer seguimiento a la programación de construcción de pozos y realizar ajustes al cronograma de taladro semanal.
- ✓ Verificar la disponibilidad de infraestructura y vías de acceso de la localización, así como la permisología para realizar la mudanza.
- ✓ Asegurar la calidad de la información cargada al sistema dims (Base de datos de PDVSA).
- ✓ Consolidar el programa de desarrollo profesional, cursos, talleres y eventos.
- ✓ Asegurar la calidad del diseño del programa de construcción de los pozos.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

- ✓ Definir los procesos para obtener la información utilizada en la elaboración del plan conceptual y el programa de construcción de los pozos.
- ✓ Establecer los procesos para la estimación de tiempo y costo del pozo y del análisis de rentabilidad.
- ✓ Implantar la aplicación de nuevas tecnologías a nivel de campo.
- ✓ Coordinar los requerimientos de equipos y tubulares de los pozos.
- ✓ Coordinar la elaboración de ajustes en el programa original de construcción de los pozos.
- ✓ 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.

13.12.3.- Ingeniero de Fluidos.

- ✓ 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.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

- ✓ 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 mecanizada a través del "dms".

13.12.4.- Ingeniero de Cementación.

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

13.12.5.- 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 de los pozos.
- ✓ Implementar nuevas tecnologías en equipos, herramientas, procesos y prácticas operacionales en completación de pozos.
- ✓ Apoyar las operaciones de campo en el análisis, solución de problemas y operaciones críticas en la completación de pozos.

13.12.6.- Ingeniero de Operaciones del Proyecto.

- ✓ Coordinar la ejecución de los procesos operacionales para la construcción de los pozos.
- ✓ Asegurar el cumplimiento de los procedimientos operacionales y la aplicación de las mejores prácticas a nivel de campo, en perforación y completación original.
- ✓ Realizar seguimiento diario a las actividades de construcción de pozos.
- ✓ 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 mecanización de la información generada en el taladro a través del "dms".

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

- ✓ Apoyar las operaciones de campo en el análisis y soluciones de problemas críticos.

13.12.7.- Geólogo.

- ✓ 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.
- ✓ Proponer asentamiento de revestidores en función de los sedimentos que se atraviesen en ese momento.
- ✓ Informar sobre el objetivo y los alcances del programa de registros a tomar en hoyo abierto y núcleos.
- ✓ Suministrar información asociada a mapas estructurales, isópacos y secciones geológicas en general.
- ✓ Intercambiar información con los ingenieros de construcción de pozos y las unidades de "mud-logging".

13.12.8.- Ingeniero de 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.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

- ✓ 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.
- ✓ Calcular y suministrar el VPN del pozo.

13.12.9.- Ingeniero de 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 de Levantamiento Artificial, 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 tales como: 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.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

13.13.- ESTIMACIÓN DE TIEMPO Y COSTO CLASE II.

13.13.1.- Distribución de tiempo de la localización CS-54.

13.13.1.1.- Tiempo Estimado.

Tabla 13.34.- Tiempo Estimado para la Localización CS-54

	PRESUPUESTADO (DÍAS)
MUDANZA	5
HOYO SUPERFICIAL	3
HOYO PRODUCCIÓN	14
COMPLETACIÓN	10
TOTAL	32

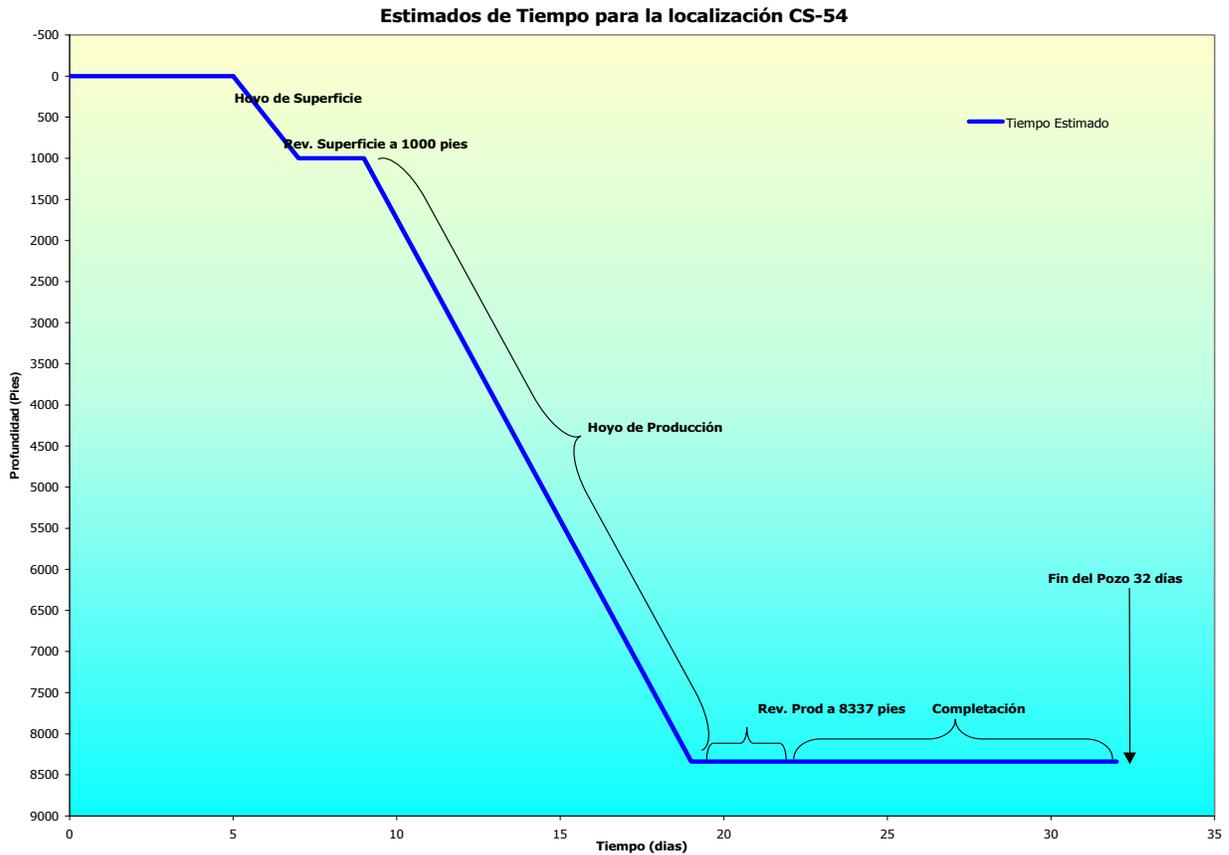


Figura 13.33.- Tiempo Estimado para la Localización CS-54.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

13.13.1.2.- Tiempo presupuestado.

Tabla 13.35.- Tiempo presupuestado para la localización CS-54

	PRESUPUESTADO (DÍAS)
MUDANZA	5
HOYO SUPERFICIAL	4
HOYO PRODUCCIÓN	18
COMPLETACIÓN	10
TOTAL	37

Tiempo Presupuestado para la Localización CS-54

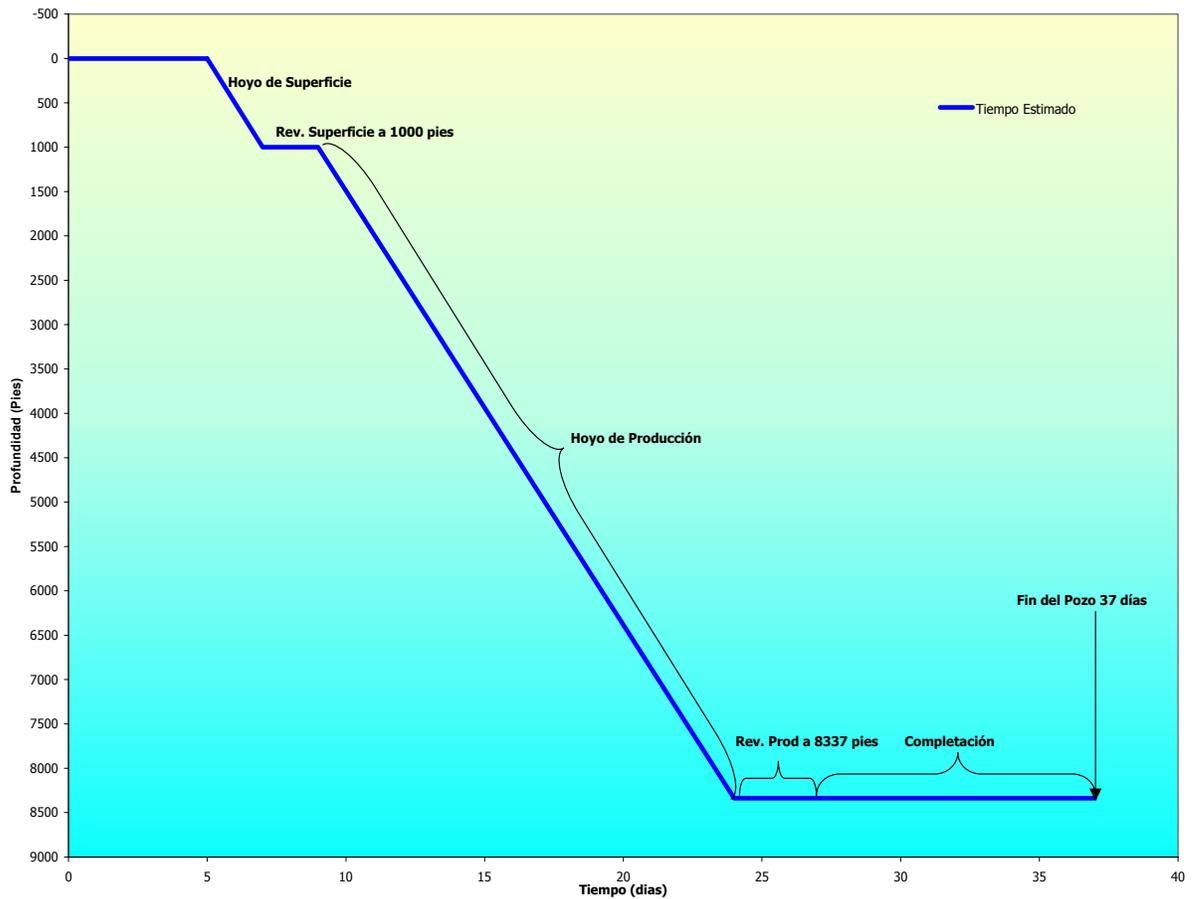


Figura 13.34.- Tiempo Presupuestado para la Localización CS-54.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

13.13.2.- Estimación de costo clase II.

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

La metodología CBA (Costo Basado en Actividades) surge durante los años ochenta como una necesidad de conocer la relación entre el consumo de recursos y las actividades, es una herramienta de medición de costos que identifica el origen de los mismos y permite identificar actividades con y sin generación de valor dando oportunidad para tomar decisiones orientadas a la optimización de los costos

Se realizó el costo estimado de la localización CS-54, a partir de la metodología "CBA", resultando:

13.13.2.1.- Costo Estimado

Tabla 13.36.- Costo Estimado para la Localización CS-54

**ELEMENTOS DE COSTO
OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN
DISTRITO SUR
UNIDAD DE EXPLOTACIÓN APURE
POZO: LOCALIZACIÓN CS-54
HOJA DE COSTOS TOTALES
COSTO BASADO EN ACTIVIDADES**

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	COSTO ESTIMADO MONTO MMBs.
<u>COSTOS TOTALES</u>	
<u>LOCALIZACIÓN VÍAS DE ACCESO:</u>	132,07
- Preparación del Sitio	8,65
- Movimiento de Tierras	45,00
- Bases y Sub - Bases	7,90
- Transporte	5,52
- Obras de Concreto	42,00
- Obras Complementarias	23,00
<u>MUDANZA</u>	36,00
<u>Mudar</u>	
- Desvestir/Movilizar/Vestir Equipo	36,00

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

ALQUILER DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN	358,77
Taladro	
- Costo Taladro (32 días)	358,77
MECHAS	0,91
- Hoyo Superficial	0,00
- Hoyo Producción	0,91
TUBULARES Y ACCESORIOS	125,09
- Zapatas de 10-3/4" BTC	1,00
- Zapatas de 7" BTC	1,26
- Cuello Flotador 10-3/4" y 7"	0,15
- Centralizadores	1,08
- Revestidor 10-3/4 J-55 40,5 Lb/pie BTC"	14,40
- Revestidor 7", N-80 23 Lb/pie BTC	58,15
- Revestidor 7", N-80 26 Lb/pie BTC	21,51
- Tubería de Completación 3-1/2"	27,54
CABEZAL	31,75
- Sección A del Cabezal	10,49
- Sección B del Cabezal	7,76
- Árbol	13,50
SERVICIOS CONTRATADOS	729,54
Fluidos de Perforación Y Completación	248,42
Servicio de Fluidos - Perf. Y Completación	84,79
- Asistencia Técnica	9,54
- Productos	69,99
- Transporte, Alquiler, Trailers	5,26
Control de Sólidos	138,96
- Alquiler de Equipos	102,70
- Asistencia Técnica	27,82
- Alojamiento	5,61
- Transporte	2,83
Tratamiento de Efluentes	24,67
- Alquiler de Equipos	19,24
- Asistencia Técnica	5,43
Cementación	57,37
- Lechada de Cola	
Nº de Barriles	20,00
Costo Total	9,55
- Lechada de barrido	
Nº de Barriles	46,00
Costo Total	4,13
- Lechada Única	
Nº de Barriles	42,00
Costo Total	43,69
Perforación Direccional	4,50

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

- Personal	0,00
- Herramientas	4,50
<u>Alquiler de Hemitas .Perforación y Completación.</u>	162,26
- Estabilizadores	1,75
- Martillo	152,89
- Parámetros de Perforación	7,62
<u>Registros</u>	102,53
- Hoyo Abierto (Open Hole)	102,53
<u>Cañoneo</u>	23,86
- Casing Gun	23,86
<u>Labor</u>	44,96
- Labor Directa	17,59
- Labor Indirecta	27,37
<u>Transporte</u>	31,14
- Propio	0,99
- Alquilado	30,15
<u>Otros Servicios Contratados</u>	64,50
- Inspección/Prueba de Tubulares	13,25
- Registros de Desviación	5,06
- Otros	46,19
<u>EQUIPOS DE COMPLETACIÓN</u>	465,00
- Bomba Electro Sumergible	384,00
- Otros	81,00
TOTAL COSTOS - FASES:	1879,13

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

13.13.2.2.- Costo Presupuestado

**Tabla 13.37.- Costo Presupuestado para la Localización CS-54
ELEMENTOS DE COSTO
OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN
DISTRITO SUR
UNIDAD DE EXPLOTACIÓN APURE
POZO: LOCALIZACIÓN CS-54
HOJA DE COSTOS TOTALES
COSTO BASADO EN ACTIVIDADES**

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	COSTO ESTIMADO MONTO MMBs.
<u>COSTOS TOTALES</u>	
<u>LOCALIZACIÓN VÍAS DE ACCESO:</u>	153,07
- Preparación del Sitio	8,65
- Movimiento de Tierras	45,00
- Bases y Sub - Bases	7,90
- Transporte	5,52
- Obras de Concreto	52,00
- Obras Complementarias	34,00
<u>MUDANZA</u>	46,00
<u>Mudar</u>	
- Desvestir/Movilizar/Vestir Equipo	46,00
<u>ALQUILER DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN</u>	478,77
<u>Taladro</u>	
- Costo Taladro (37 días)	478,77
<u>MECHAS</u>	0,91
- Hoyo Superficial	0,00
- Hoyo Producción	0,91
<u>TUBULARES Y ACCESORIOS</u>	125,09
- Zapatas de 10-3/4" BTC	1,00
- Zapatas de 7" BTC	1,26
- Cuello Flotador 10-3/4" y 7"	0,15
- Centralizadores	1,08
- Revestidor 10-3/4 J-55 40,5 Lb/pie BTC"	14,40
- Revestidor 7", N-80 23 Lb/pie BTC	58,15
- Revestidor 7", N-80 26 Lb/pie BTC	21,51
- Tubería de Completación 3-1/2"	27,54
<u>CABEZAL</u>	31,75
- Sección A del Cabezal	10,49
- Sección B del Cabezal	7,76
- Árbol	13,50

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

SERVICIOS CONTRATADOS	799,54
<u>Fluidos de Perforación Y Completación</u>	268,42
Servicio de Fluidos - Perf. Y Completación	94,79
- Asistencia Técnica	9,54
- Productos	79,99
- Transporte, Alquiler, Trailers	5,26
Control de Sólidos	148,96
- Alquiler de Equipos	112,70
- Asistencia Técnica	27,82
- Alojamiento	5,61
- Transporte	2,83
Tratamiento de Efluentes	24,67
- Alquiler de Equipos	19,24
- Asistencia Técnica	5,43
<u>Cementación</u>	57,37
- Lechada de Cola	
Nº de Barriles	20,00
Costo Total	9,55
- Lechada de barrido	
Nº de Barriles	46,00
Costo Total	4,13
- Lechada Única	
Nº de Barriles	42,00
Costo Total	43,69
<u>Perforación Direccional</u>	4,50
- Personal	0,00
- Herramientas	4,50
<u>Alquiler de Hemtas. Perforación y Completación.</u>	202,26
- Estabilizadores	1,75
- Martillo	192,89
- Parámetros de Perforación	7,62
<u>Registros</u>	102,53
- Hoyo Abierto (Open Hole)	102,53
<u>Cañoneo</u>	23,86
- Casing Gun	23,86
<u>Labor</u>	44,96
- Labor Directa	17,59
- Labor Indirecta	27,37
<u>Transporte</u>	31,14
- Propio	0,99
- Alquilado	30,15

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

<u>Otros Servicios Contratados</u>	64,50
- Inspección/Prueba de Tubulares	13,25
- Registros de Desviación	5,06
- Otros	46,19
<u>EQUIPOS DE COMPLETACIÓN</u>	465,00
- Bomba Electro Sumergible	384,00
- Otros	81,00
TOTAL COSTOS - FASES:	2100,13

13.14.- ESTRATEGIA DE CONTRATACIÓN Y SELECCIÓN DE EMPRESAS.

13.14.1.- Mudanza.

El contrato de mudanzas del taladro CPV-08, inició el proceso de recepción de pliegos de contratación el día 11 de Junio del año 2002, el proceso de apertura de manifiestos de voluntad se inicio el 16 de Julio del 2002.

El análisis técnico de las propuestas se efectuó el 1 de Agosto del 2002, seguido del proceso de revisión de las propuestas económicas el 10 de Septiembre del 2002.

Finalmente en el proceso licitatorio se aprobó el contrato de la empresa de Transporte La Cabaña C.A., la duración del contrato es 1 año, comenzando con la mudanza a la localización CS-54.

13.14.2.- Perforación Direccional.

El contrato actual de servicios de perforación direccional culmina el 11 de Noviembre del 2002, el nuevo proceso de recepción de pliegos se inició el 10 de Septiembre del 2002, el proceso de apertura de manifiestos de voluntad se efectuó el día 1 de Octubre del 2002, seguido del análisis técnico que se realizó el 8 de Octubre del 2002. Así mismo la apertura de ofertas económicas se efectuó el 15 de Octubre del 2002 y el análisis económico por parte de la comisión licitatoria el 29 de Octubre del 2002 con la aprobación del contrato el 31 de Octubre del 2002, Este contrato incluye la perforación de 10 pozos de la Unidad de Explotación Apure.

13.14.3.- Fluidos de Perforación.

El contrato actual de fluidos de perforación culmina el 05 de Noviembre del 2002, el nuevo proceso de recepción de pliegos se inició el 10 de Septiembre del 2002, el proceso de apertura de manifiestos de voluntad se efectuó el día 1 de Octubre del 2002, seguido del

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

análisis técnico que se realizó el 8 de Octubre del 2002. Así mismo la apertura de ofertas económicas se efectuó el 15 de Octubre del 2002 y el análisis económico por parte de la comisión licitatoria el 29 de Octubre del 2002 con la aprobación del contrato el 31 de Octubre del 2002, este contrato incluye el servicio de fluidos de perforación para 10 pozos y contempla para el hoyo de superficie un volumen máximo de 1000 bbls, para el hoyo de producción 2000 bbls y para la completación 900 bbls.

13.14.4.- Registros Eléctricos.

El contrato actual para la corrida de registros eléctricos se realiza por pozo, El proceso de recepción de pliegos se inició el 10 de Septiembre del 2002, el proceso de apertura de manifiestos de voluntad se efectuó el día 1 de Octubre del 2002, seguido del análisis técnico que se realizó el 8 de Octubre del 2002. Así mismo la apertura de ofertas económicas se efectuó el 15 de Octubre del 2002 y el análisis económico por parte de la comisión licitatoria el 29 de Octubre del 2002 con la aprobación del contrato el 30 de Octubre del 2002, este contrato es realizado por cada pozo perforado.

13.14.5.- Control de Sólidos y Efluentes.

El contrato actual de control de sólidos y efluentes culmina el 05 de Noviembre del 2002, el nuevo proceso de recepción de pliegos se inició el 10 de Septiembre del 2002, el proceso de apertura de manifiestos de voluntad se efectuó el día 1 de Octubre del 2002, seguido del análisis técnico que se realizó el 8 de Octubre del 2002. Así mismo la apertura de ofertas económicas se efectuó el 15 de Octubre del 2002 y el análisis económico por parte de la comisión licitatoria el 29 de Octubre del 2002 con la aprobación del contrato el 31 de Octubre del 2002, este contrato incluye el servicio de fluidos de perforación para 11 pozos y se esta regido por tiempo de funcionamiento del equipo.

13.14.6.- Cementación.

El contrato actual de cementación culmina el 07 de Noviembre del 2002, el nuevo proceso de recepción de pliegos se inició el 10 de Septiembre del 2002, el proceso de apertura de manifiestos de voluntad se efectuó el día 1 de Octubre del 2002, seguido del análisis técnico que se realizó el 8 de Octubre del 2002. Así mismo la apertura de ofertas económicas se efectuó el 15 de Octubre del 2002 y el análisis económico por parte de la comisión licitatoria el 29 de Octubre del 2002 con la aprobación del contrato el 31 de Octubre del 2002, este contrato es realizado por cada pozo perforado.

13.15.- INTEGRACIÓN DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN (EJECUCIÓN).

13.15.1.- Generalidades / Objetivos

13.15.1.1.- Hoyo de 12-1/4".

Perforar hoyo de 12-1/4" hasta 1000' (Profundidad de asentamiento del revestidor Superficial de 10-3/4") con el objetivo de aislar los acuíferos superficiales de la formación Río Yuca - Parángula.

Pasos previos a la perforación:

Se deberá chequear en el taladro la existencia y estado de las siguientes herramientas:

- ✓ 01 Mecha PDC 12-1/4" con sus respectivos chorros.
- ✓ 01 Mecha tricónica de 12-1/4", con sus respectivos chorros.
- ✓ 02 Zapatas flotadoras de 10-3/4", J-55, 40,5 Lb/pie BTC con receptáculo para cementar con espiga.
- ✓ 30 Jts de revestidor de 10-3/4", J-55, BTC, 40,5 Lb/pie.
- ✓ Botella de circulación 10-3/4" BTC x 2" LP con media unión compatible con mangueras del taladro.
- ✓ 02 Bakerlok.
- ✓ Botella de circulación 4-1/2" IF x 2" LP con media unión.
- ✓ Manguera de circulación y conexiones compatibles 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 sistemas de transmisión de potencia.
- ✓ Calibrar sección "A", "wear bushing" y tapón de prueba (verificar compatibilidad).

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

- ✓ Horas de rotación de tubería y BHA (límite para efectuar inspección: 250 Hrs para HW's de 4-1/2", DC's (8", 7-1/4" y 6-1/4") y 1500 hrs para el DP de 4-1/2"), 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.
- ✓ Elevador para casing de 10-3/4", elevador de guaya para casing 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". Conchas de la rotaria.

13.15.2.- Programa de Lodo.

El fluido a utilizar para la perforación de esta sección es lodo natural tipo Agua Gel con las características descritas en la sección 13.6.1.

13.15.3.- Ensamblaje de Fondo Recomendado.

La configuración de este ensamblaje es la siguiente:

MECHA 12-1/4" (PDC) + BIT SUB 8" (CON VÁLVULA FLOTADORA) + 2 DC's 8" + XO + 2 DC 7" + XO + 3 DC 6" + 12 HWDP 4 1/2" + XO.

Peso disponible aproximado: 15.167 lbs con un factor de flotabilidad de 0,85, y un factor de seguridad de 20%.

En la sección 13.9.1 se describe en detalle las características del ensamblaje.

NOTA: Durante la perforación de la sección de 12-1/4" se debe realizar bombeo de píldoras dispersas y viscosas cada 250 pies o dependiendo de las condiciones del hoyo (rata de penetración superiores a 30 pie/hora, torques, arrastres, etc.) para así garantizar una limpieza efectiva del hoyo.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

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 Lb/bbl y deberá ser ajustada según los requerimientos de campo, **su uso estará restringido solo en caso de presentarse problemas previa autorización del ingeniero del pozo o el ingeniero de fluidos del Distrito Sur.**

Una vez alcanzada la profundidad de 1000', efectuar viaje hasta superficie, desconectar mecha PDC, conectar mecha tricónica, y bajar tubería con ensamblaje de fondo. Durante este viaje parar tubería adicional (aproximadamente 18 jts) necesaria para sustituir el BHA para la bajada de la espiga a utilizar para la cementación. Efectuar viaje hasta fondo circular hasta retorno limpio y sacar tubería hasta superficie.

13.15.4.- Consideraciones para la Cementación del Revestidor Superficial de 10-3/4".

El método de cementación del Revestidor superficial 10-3/4" estará basado en las siguientes consideraciones:

El revestidor de 10-3/4" será cementado utilizando una zapata flotadora perforable con mechas PDC y receptáculo cónico para espiga de cementación "Stinger". Nota: para este método en específico, no se utilizará cuello flotador.

La espiga de cementación "Stinger", centralizadores de tubería Drill Pipe 4-1/2", así como el servicio para el asentamiento (Operador) debe ser suministrado por la compañía de cementación. Ésta deberá verificar con suficiente anticipación las características internas de geometría y dimensión de las zapatas flotadoras a fin de garantizar compatibilidad de la espiga "stinger" con el receptáculo del equipo de flotación en el sitio de trabajo.

Para la cementación del revestidor superficial 10-3/4" se utilizará junto con la espiga "Stinger", una sarta concéntrica conformada por juntas de tubería Drill pipe 4-1/2" DE,

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

3.826" DI, conexión 4-1/2" IF, los cuales serán suministrados por PDVSA como espaciadores en el momento de la corrida del revestidor.

13.15.4.1.- Procedimiento de la cementación del revestidor superficial.

NOTA IMPORTANTE: Verificar antes de bajar el revestidor que al lodo se le agregue surfactante para facilitar la bajada del mismo.

Los cálculos volumétricos se presentan en la sección 13.7.1.2.

- ✓ Acondicionar el hoyo / lodo para correr revestidor superficial según los criterios de tasa y tiempo de bombeo para condición de hoyo estable.
- ✓ Correr revestidor 10-3/4" con zapata flotadora hasta 1000' minimizando el bolsillo entre zapata y hoyo abierto.
- ✓ Meter sarta concéntrica 4-1/2" (con Espiga – "Stinger") según sea el caso hasta entrar en receptáculo de la zapata. Empotrar herramienta con 12 Klbs.
- ✓ Circular hoyo por lo menos (02) ciclos completos hasta obtener retornos limpios ajustando caudal de circulación a la máxima velocidad anular obtenida en Drill collars durante la etapa de perforación (Condición de hoyo estable).
- ✓ Realizar reunión de seguridad y planificación del trabajo.
- ✓ Llenar líneas de cementación y probarlas con 3000 Lppc (Camión Bomba).
- ✓ Bombear 46 bbls de Lechada de barrido (Cemento B + 6% Gel + 0,5% Metasilicato de sodio Anhidro + Agua @ 12,6 Lb/gal) con una tasa de 4 bbl/min.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

- ✓ Bombear 20 bbls de Lechada de Cola (Cemento B + Agua @ 15,6 Lb/gal). Continuar mezclando lechada de cola hasta cumplir con los sacos de cemento de contingencia máximo (200 sacos/40 bbls) si no ha salido a superficie la píldora trazadora hasta este momento prepararse para TOP-JOB. Indicativo de un diámetro de hoyo superior al estimado.

- ✓ Desplazar 13 bbls de fluido (agua o fluido de perforación) con el camión bomba de la compañía de cementación a una tasa de 2 bpm.

- ✓ Desahogar y verificar contraflujo, si el contraflujo es mayor a 5 bbls, bombear 5 bbls de agua y cerrar por 15 min . Verificamos nuevamente contraflujo.

- ✓ Desempotrar espiga y levantar un (01) pie.

- ✓ Bombear 2 bbls de Agua.

- ✓ Sacar la tubería concéntrica y espiga ("stinger") hasta superficie.

- ✓ Esperar 8 horas tiempo de fraguado de cemento.

- ✓ Posterior a la cementación, lavar la tubería circulando (verificar la necesidad de utilizar camión "vacum" para esta operación).

- ✓ Sacar tubería quebrando.

- ✓ Cortar y biselar revestidor.

- ✓ Instalar sección "A".

- ✓ Vestir y probar conjunto impide reventones, múltiples y líneas del taladro.

13.15.5.- GENERALIDADES / OBJETIVOS

13.15.5.1.- Hoyo de 8-1/2".

El objetivo de esta fase es perforar y revestir las formaciones Río Yuca – Parángula Guafita. Correr y cementar revestidor de 7" @ 7923 pies (TVD), 8337 pies (MD).

Se perforará sección vertical hasta 1400', continuando con una sección de incremento de ángulo a 2,5° por cada 100 pies hasta alcanzar 20,75° de inclinación y un azimuth de 217,59° @ 2230 pies MD desde donde se perforará una sección tangencial (manteniendo inclinación y dirección) hasta una profundidad final de 8337 pies MD, 7923 pies TVD.

Pasos previos a la perforación:

- ✓ Meter tubería con BHA N° 2 y mecha PDC 8-1/2" hasta tope de cemento.
- ✓ Desplazar lodo agua gel por lodo 100 % aceite, se sugiere el uso de 50 Bls de Aceite Vassa como espaciador.
- ✓ Nota: el plan de desplazamiento será indicado por el ingeniero de fluidos de la compañía de servicio.
- ✓ Romper cemento y zapata de 10-3/4" e iniciar la perforación de la sección de 8 1/2".

Se deberá chequear en el taladro la existencia y estado de las siguientes herramientas:

- ✓ Mecha PDC 8-1/2", con sus respectivos chorros + una mecha similar de back up.
- ✓ Mecha tricónica de 8-1/2", sin chorros más una mecha de back up.
- ✓ 02 Zapatas flotadoras up-jet de 7", N-80, BTC, 26 Lb/pie con dispositivo de auto llenado.
- ✓ 02 Cuellos flotadores de 7", N-80, BTC, 26 Lb/pie con dispositivo de auto llenado.
- ✓ 02 Bakerlok.
- ✓ 40 Jts de revestidor de 7", N-80, BTC, 26 Lb/pie.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

- ✓ 180 Jts de revestidor de 7", N-80, BTC, 23 Lb/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 Hrs para HW's de 5", DC's (8", 7-1/4" y 6-1/4") y 1500 hrs para el DP de 4-1/2").
- ✓ Existencia de mallas adecuadas para los equipos de control de sólidos.
- ✓ Elevador de guaya 7", cuñeros neumáticos con mangueras de aire y cuñas para 7" (verificar su buen funcionamiento), elevador de compuerta 90 ° de 7", llaves de fuerza con mordazas adecuadas para enrosque de revestidor.
- ✓ Juego de parrillas 500 toneladas.
- ✓ Cuña de 7" tipo esterilla.
- ✓ Manguera para llenado de revestidor.
- ✓ Sección B y compatibilidad con el tapón de prueba y "wear bushing".
- ✓ 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 del Distrito. Sur). Se deberá disponer de 15 centralizadores rígidos de aleta espiral sentido derecho y 15 centralizadores rígidos de aleta espiral sentido izquierdo. Este material está ubicado en almacén Guafita.
- ✓ Manguera de circulación 2" x 5M, 02 de 30' c/u.
- ✓ Soldadura en frío.
- ✓ 02 Botellas de circulación 7" BTC x 2 LP con media unión.
- ✓ Ranos para tubería de 7".
- ✓ Horas de rotación de tubería y BHA (límite para efectuar inspección: 250 hrs para HW's de 4-1/2", DC's (8", 7-1/4" y 6-1/4") y 1500 hrs para el DP de 4-1/2").

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

Recomendaciones Generales:

Durante la perforación de la sección de 8-1/2", realizar bombeo de píldoras viscosas y dispersas cada 300', para garantizar la limpieza efectiva del hoyo cuando se tengan ratas de penetración superiores a 30 pie/hora. El intervalo de bombeo de las píldoras podrá ser ajustado según las condiciones del hoyo bombeando píldoras viscosas y dispersas cada 250 pies y de persistir la situación reducir el bombeo cada 200 pies y observar el pozo (presencia de arrastres en conexión, torque excesivo, etc.).

La máxima sobre tensión y apoyo permitidos será de 30.000 lbs. No obstante se deben evaluar todos los parámetros indicados en el informe del perforador en cada conexión para poder tener una referencia de estos valores.

Se debe rotar la tubería durante la circulación para garantizar la remoción de los rípios que se encuentran en la parte inferior del hoyo cuando nos encontremos en la sección desviada. Igualmente se debe circular al menos 5 minutos a máxima tasa de bombeo recomendada (460 GPM) y reciprocarse la tubería ascendiendo lentamente (por ejemplo de 5 minutos por pareja) y descendiendo a una velocidad rápida pero segura (por ejemplo 1 min por pareja), antes de parar las bombas para efectuar conexiones (valores de tiempos referenciales).

En caso de presentar arrastres y/o torques anormales o cualquier otra evidencia que sugiera riesgo de pega de tubería por falta de limpieza del hoyo, se deberá bombear píldoras de limpieza (dispersa de alta densidad + viscosa) y circular el pozo hasta retorno limpio. Se considerara un fondo arriba, el recomendado en el cálculo mostrado en la sección 13.15.7, aplicado al hoyo perforado, para sacar las píldoras del hoyo. Varios fondos arriba pueden ser necesarios para limpiar completamente el hoyo. Solo se continuaran operaciones de perforación luego de haber restablecido las condiciones normales del pozo. No pare la circulación hasta que la píldora salga a superficie. En casos de pega de tubería, como referencia en este programa se dan las causas y acciones a tomar en diferentes casos, ver recomendaciones en páginas siguientes.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

Realizar viajes cortos hasta el tope del último intervalo perforado cada 50 horas de perforación.

Se debe circular hasta retornos limpios (sección 13.15.7) a la máxima tasa de bombeo recomendada (sección 13.15.6) y rotar la tubería durante la circulación a máxima rotaria posible (consultar con direccionales este parámetro) antes de realizar viajes de tubería. Varios ciclos pueden requerirse para limpiar el hoyo.

Cuando se requieran períodos de circulación largos se pueden efectuar estos de 1 a 3 tubos del fondo para evitar afectar el trabajo direccional.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

13.15.6.- Comparación de los galonajes mínimos y la máxima ROP en función del diámetro del hoyo y ángulo de inclinación. ^[15]

Tabla 13.38.- Galonaje Mínimo vs Diámetro de Hoyo y Ángulo.

GPM MÍNIMOS VERSUS DIÁMETRO DE HOYO Y ÁNGULO				
DIÁMETRO DEL HOYO	26"	17-1/2" - 16"	12-1/4"	8-1/2"
RANGO DE INCLINACIÓN (GRADOS)				
0 - 35	700 GPM	500 GPM	400 GPM	300 GPM
35 - 55	1250 GPM	950 GPM	650 GPM	450 GPM
> 55		1100 GPM	750 GPM	500 GPM

Tabla 13.39.- ROP Máxima vs Diámetro de Hoyo y Ángulo.

MÁXIMA ROP (PIE/HORA) VERSUS DIÁMETRO DEL HOYO Y ÁNGULO						
DIÁMETRO DEL HOYO			26"	17-1/2" - 16"	12-1/4"	8-1/2"
RANGO DE INCLINACIÓN (GRADOS)						
	0 - 35		60	110	155	240
	35 - 55		40	75	85	125
	> 55			60	75	100

13.15.7.- Procedimiento de cálculo de las emboladas mínimas para la limpieza del hoyo.

Tabla 13.40.- Emboladas Mínimas Requeridas para Limpiar el Hoyo.

FACTOR DE MÍNIMOS STROKES DE CIRCULACIÓN PARA LIMPIEZA DEL HOYO (CSF)				
DIÁMETRO DEL HOYO	26"	17-1/2" - 16"	12-1/4"	8-1/2"
RANGO DE INCLINACIÓN (GRADOS)				
0 - 35	2	1,7	1,4	1,4
35 - 55	2,5	2,5	1,8	1,6
> 55		3	2	1,7

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

Procedimiento:

1.- Divida el hoyo en secciones de acuerdo al ángulo de inclinación, para los intervalos de ángulo mostrados en la tabla de arriba.

2.- Multiplique cada sección (longitud) por el CSF respectivo y totalice la profundidad medida ajustada (PMA).

$$PMA = (LONG\ 1 \times CSF1 + LONG\ 2 \times CSF2 + LONG3 \times CSF3 + \dots) \quad \text{Ecuación 13.2}$$

3.- Calcule los mínimos strokes de circulación (MSC) para limpiar el hoyo.

$$MSC = \frac{PMA \times \text{STROKES PARA FONDO ARRIBA}}{\text{PROFUNDIDAD MEDIDA DEL HOYO}} \quad \text{Ecuación 13.3}$$

$$\text{MIN STROKES FONDO ARRIBA} = \frac{\text{VOLUMEN (ANULAR HOYO - TUBERIA)}}{\text{BLS/STROKE DE LA BOMBA}} \quad \text{Ecuación 13.4}$$

EJEMPLO DE CÁLCULO:

Diseño del pozo en profundidad final

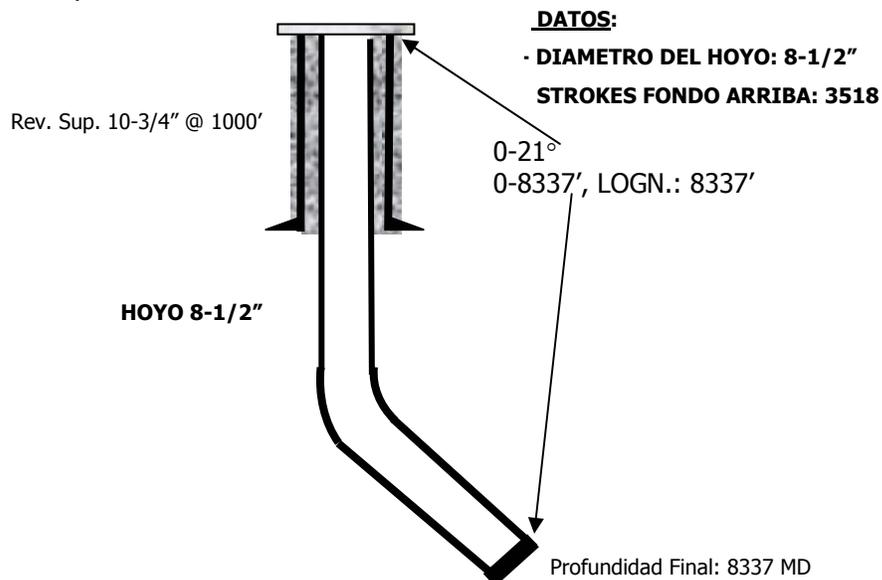


Figura 13.35.- Diseño del Pozo en Profundidad.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

PMA=(8337 x 1.4)= 11672 pies

Mínimos strokes (emboladas) de circulación para limpiar el hoyo:

$$MSC = \frac{PMA \times \text{STROKES PARA FONDO ARRIBA}}{\text{PROFUNDIDAD MEDIDA DEL HOYO}}$$

$$MSC = \frac{11672 * 3518}{8337} = \mathbf{4.925 \text{ STROKES}}$$

Se requiere un mínimo de 4.925 emboladas para limpiar el hoyo.

13.15.8.- Guía rápida para identificar posible mecanismo de pega de tubería.

Tabla 13.41.- Guía Rápida para Identificar Mecanismos de Pega.

MECANISMO DE PEGA DE TUBERÍA				
¿MOVIMIENTO DE TUBERÍA JUSTO ANTES DE LA 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 CAMBIOS 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

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

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 obtenga el mayor puntaje corresponde al mecanismo de pega.

13.15.9.- Recomendaciones para liberar tubería de acuerdo 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 incrementara 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.- Si la pega ocurre cuando se sacaba tubería o estaba estática:

Acción para establecer circulación:

1. Aplique baja presión de bomba (200 – 400 Lppc). 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 tasa de bombeo, cuando sea posible recproque la tubería y circule hasta retornos limpios.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

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.- Si la pega ocurrió cuando la tubería se bajaba:

Acción para establecer circulación:

1. Aplique baja presión de bomba (200 – 400 Lppc). 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 tasa de bombeo, cuando sea posible recproque 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 tasa 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. Verifique el peso correcto de lodo para continuar la perforación.

13.15.10.- Ensamblaje de Fondo Recomendado N° 2, Sarta Direccional. (Fase Vertical, Construcción y Mantenimiento de Ángulo Hoyo 8-1/2").

Desde 1000' hasta 8337' MD

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

MECHA 8-1/2" + MOTOR DE FONDO 6-3/4" (AKO = 1.5°) C/CAMISA STAB 8-3/8" + PONY MONEL 6-1/2" + STB 6-1/2" + SUB PINXPIN 6-1/2" + TOOL CARRIER 6-3/4" + EMMITING SUB 6-3/4" + MONEL 6 1/2" + FLOAT SUB 6-5/8" + 3 DC 6-1/4" + 7 HWDP 6-1/16" + MARTILLO 6-11/16" + 9 HWDP 6-1/16" + CROSS OVER 6-1/2".

En la sección 13.9.2.1 se describe en detalle las características del ensamblaje.

13.15.11.- Ensamblaje de fondo recomendado N° 3, sarta de limpieza.

MECHA TRICÓNICA 8-1/2" + BIT SUB 6-1/2" (CON VÁLVULA FLOTADORA) + 3 DC's 6-1/4" + 7 HWDP 6-1/8" + MARTILLO 6-3/4"+ 9 HWDP 6-1/8" + XO. 6-1/2".

En la sección 13.9.2.2 se describe en detalle las características del ensamblaje en la sección de correspondiente a la sarta de limpieza.

13.15.12.- Consideraciones para Correr el Revestidor de Producción.

En la sección 13.4 se describe detalladamente el diseño del revestidor de superficie.

- ✓ Verificar estado de cuello y zapata, previo a la corrida del revestidor y activar sistema de autollenado.
- ✓ Conectar cuello y zapata aplicando soldadura en frío.
- ✓ Llenar los primeros cinco tubos uno por uno para evitar el efecto de flotación.
- ✓ Continuar llenando cada 20 tubos hasta llegar a profundidad final.
- ✓ De ser necesario verificar fondo, bajando el último tubo circulando y observando la presión.
- ✓ Establecer circulación, verificar presión de circulación.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

- ✓ 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.

13.15.13.- Consideraciones para la cementación del revestidor de producción.

El método de cementación del revestidor de producción 7" estará basado en las siguientes consideraciones:

- ✓ El revestidor 7" combinado 23 – 26 Lb/pie, será cementado utilizando zapata y cuello flotador, tipo "autollenado" y perforables con mechas PDC espaciado como mínimo a 1 junta entre ambos accesorios.
- ✓ Correr revestidor 7" combinado verificando el fondo hasta a 8146' y minimizando el bolsillo entre zapata y hoyo abierto (0,5' a 0,1'). Se utilizarán centralizadores rígidos sólidos tipo deslizantes de aleta helicoidal y aleación de aluminio-zinc de 7" x 8-1/4", para asegurar maximizar centralización alrededor 80% hasta 800 pies del fondo.
- ✓ Acondicionar el hoyo dispersando y diluyendo el lodo, reduciendo su tixotropía y ajustando valores reológicos según los criterios de tasa y tiempo de bombeo para condición de hoyo estable. Reportar los valores de presión de circulación cada 15 minutos hasta mínimo dos ciclos completos. Interpretar las presiones obtenidas vs. la presión esperada (Simulación compañía de servicio). Determinar el momento propicio para realizar la cementación.
- ✓ Realizar reunión de seguridad y planificación del trabajo.
- ✓ Llenar líneas de cementación y probarlas con 5000 Lppc (Camión Bomba), 3000 Lppc (Línea del taladro). Cargar Tapón Rojo (Limpieza) y Tapón Negro (Desplazamiento).
- ✓ Bombear 50 bbls de Píldora Lodo Disperso @ 9,2 Lb/gal.
- ✓ Premezclar 42 bbls (216 sacos) de Cemento Lechada 15,8 Lb/gal.

INGENIERÍA DE DETALLE (PROGRAMA DE PERFORACIÓN ESPECÍFICO)

- ✓ Bombear 60 bbls de píldora removedora (Preflujo) compuesto por 40% Gasoil + 40 % Kerosene + 19,5% Xileno + 0,5 % Surfactante @ 7,0 Lb/gal.
- ✓ Bombear 40 bbls de Espaciador a 11,0 Lb/gal.
- ✓ Bombear 40 bbls de Preflujo Silicato (Agua + Silicato 20% + 3% KCl) a 9,0 Lb/gal.
- ✓ Bombear 10 bbls de agua + 13 galones de Surfactante (Pen-5) a 8,34 Lb/gal.
- ✓ Soltar Tapón rojo de limpieza.
- ✓ Bombear 40 bbls de Lechada de Cemento a 15,8 Lb/gal.
- ✓ Soltar tapón Negro de desplazamiento.
- ✓ Desplazar con 347 bbls de Lodo a 8,4 Lb/gal de la siguiente forma:

Tabla 13.42.- Plan de Desplazamiento del Lodo.

Operación	Bbls	Tasa (Bbl/min)	Tiempo (minutos)
Desplazar con lodo a 8,4 Lb/gal, con bombas del taladro 347 bbl., hasta asentar tapón 500 psi por encima de la presión de trabajo.	330	8	42
	17	3	6

- ✓ Desahogar presión y chequear contraflujo en los tanques del camión bomba.

CAPITULO XIV.- ANÁLISIS DE OPERACIÓN .

14.1.- PREDICCIÓN DE LOS SISTEMAS DE OPERACIÓN DEL POZO.

El pozo será completado con equipo de levantamiento artificial asistido por Bombeo Electrosumergible con sensores de fondo para monitorear la presión y la temperatura.

14.2.- PREDICCIÓN DE LA VENTANA OPERACIONAL PARA PREVENIR EFECTOS NO DESEADOS POR LOS ESFUERZOS GEOMECÁNICOS E HIDRÁULICOS A LOS QUE SE SOMETERÁ EL POZO.

La información geomecánica existente no permite determinar las magnitudes de los esfuerzos principales en el campo Guafita Sur. El drawdown crítico se ha determinado directamente en el laboratorio por medio de los ensayos TWC "Thick Wall Cylinder" donde un esfuerzo dio valores máximos de 350 Lppc y el otro fue casi 0 Lppc. Indirectamente el drawdown crítico se ha estimado por medio de correlaciones con ensayos de laboratorio y el mismo se encuentra entre 0 Lppc y 300 Lppc. Si se excede este valor se corre el riesgo de arenar el pozo. Este valor de drawdown crítico pudiera ser incrementado si se realizan ensayos de laboratorio sobre núcleos geológicos nuevos en la zona completada y teniendo un registro sísmico de tren de ondas completas.

Tasa crítica de conificación de agua se ha calculado a través de varias correlaciones por la Unidad de Explotación Apure:

Tabla 14.1.- Comportamiento de los equipos instalados en los pozos vecinos de la localización CS-54.

MÉTODO	BFD
MEYER, GARNER AND PIRSON	56
CHANEY, NOBLE, HENSON AND RICE	116
SOBOCINSKI AND CORNELIUS	181
BOURNAZEL AND JEASON	148
CHAPERON	58
HOYLAND ETAL	100
SCHOLS	83
PROMEDIO	106

El potencial estimado del pozo es de 1000 BPD, por lo que la tasa crítica de conificación de agua será superada, trayendo como consecuencia el incremento del corte de agua durante la vida productiva del pozo.

14.3.- PREDICCIÓN DE LOS POTENCIALES CAMBIOS DE REQUERIMIENTOS FUNCIONALES A LOS QUE SOMETERÁ EL POZO.

A medida que la producción de fluidos del pozo declina, se propondrán nuevos diseños para los equipos de bombeo electrosumergibles, debido a que estos se establecen para condiciones específicas de producción.

Como consecuencia de las fallas que se han presentado en los empaques con grava de algunos pozos, se han tenido que estimular. Por lo que se ha realizado un nuevo diseño, en el cual se han modificado las variables: grava de mayor resistencia al esfuerzo de corte (carbolite/carbotro), utilizar un preflujo que estabilice la arcilla movable (caolinita) y la posición de cómo se realizara el empaque, forzamiento o circulación, esto dependiendo de las presiones encontradas. Con el fin de evitar la estimulación de este nuevo pozo y servicios por cambio del empaque.

14.4.- RE-CONCEPTUALIZACIÓN DEL POZO.

Se cañoneará y completará como primera opción la arena G-7-2, por ser el objetivo primario del pozo.

De acuerdo a la información obtenida por los registros que serán corridos y el comportamiento de producción del objetivo primario, se dispondrá de la arena G-7-3/4 como segunda alternativa para mantener el potencial del pozo. Por lo que se estima cañonearla y completarla cuando sea necesario.

14.5.- PREDICCIÓN DE LA RUTINA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

Sé debe realizar un monitoreo constante de los parámetros 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, entre otros.

Del análisis realizado al comportamiento de estos parámetros, dependerá el número de intervenciones que se realicen en el pozo. Se estima, de acuerdo a las estadísticas del campo Guafita Sur, que el número de intervenciones durante la vida productiva del pozo (20 años) esta determinado por el comportamiento del equipo de bombeo electrosumergible.

CAPITULO XV.- ANÁLISIS DE MANTENIMIENTO.

15.1.- PREDICCIÓN DE LAS INTERVENCIONES DEBIDO A REQUERIMIENTOS MECÁNICOS.

El comportamiento de los equipos instalados en los pozos vecinos es el siguiente:

Tabla 15.1.- Correlación para Determinar la Tasa Crítica de Confinación en Apure.

POZO	FECHA DE INICIO	FECHA DE FALLA	DÍAS DE OPERACIÓN	CAUSA DE FALLA
GF-14X	15/12/1996	15/08/1997	243	Explosión en el empalme del motor.
	27/08/1997	08/10/1998	407	Orificio en el motor por explosión.
	11/10/1998		1453	Actualmente activo.
GF-31	22/07/1994	18/08/1999	1853	Motor quemado.
	17/09/1999	20/10/2000	399	Motor quemado
	03/11/2000		699	Actualmente activo.
GF-52	05/04/1995	10/06/1998	1162	Cambio de diseño.
	14/06/1998	12/01/2000	577	Sellos contaminados.
	27/01/2000	19/04/2002	813	Esperando nuevo diseño.
PROMEDIO			845	

De acuerdo al promedio obtenido se espera realizar 9 servicios (cambio del equipo de bombeo electrosumergible) durante la vida productiva del pozo.

Actualmente el tiempo por cada servicio es de 3,8 días con un costo asociado de 113,1 MMBs.

El primer servicio en forma detallada se realizará de la siguiente manera:

- ✓ Mudar cabria y vestir equipo.
- ✓ Controlar y circular el pozo con agua filtrada.
- ✓ Desvestir cabezal de bombeo electrosumergible. Instalar válvulas impide reventones (VIR'S) probar con 1500 Lppc.
- ✓ Sacar tubería de producción, con el equipo de completación. Revisar condición del equipo y reportar cualquier componente defectuoso.
- ✓ Realizar viaje de limpieza.
- ✓ Meter tubería de producción, con el equipo de bombeo electrocentrífugo que se diseñe, según los parámetros de producción.
- ✓ Revisar y comprobar continuidad eléctrica del cable principal cada 20 parejas, hasta la profundidad final.
- ✓ Desvestir VIR'S e instalar cabezal de bombeo electrocentrífugo.
- ✓ Efectuar las conexiones de superficie. Arrancar el equipo a la frecuencia estimada, observando la presión de cabezal, amperaje y voltaje, previa verificación de la rotación del motor del equipo.
- ✓ Evaluar el pozo mediante toma de % AyS, niveles dinámicos y prueba de producción.

CAPITULO XVI.- ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN.

16.1.- FLUJOGRAMA POR ACTIVIDAD DE LA OPERACIÓN.

Las actividades correspondientes a la planificación de la construcción y mantenimiento del pozo a ser perforado en la localización CS-54 son:

16.1.1.- Ingeniería de Construcción.

- ✓ Requerimientos Funcionales (Visión).
- ✓ Ingeniería Conceptual.
- ✓ Ingeniería Básica (Programa de Perforación General).
- ✓ Ingeniería de Detalle (Programa de Perforación Detallado).

16.1.2.- Procura.

- ✓ Requerimiento de equipos y materiales.
- ✓ Revestidores y accesorios.
- ✓ Equipos de completación.
- ✓ Tubería de Producción.
- ✓ Combustibles y lubricantes.
- ✓ Otros materiales y suministros.

16.1.3.- Construcción (Ejecución).

16.1.3.1.- Actividades previas a la mudanza.

- ✓ Inicialización del pozo en la base de datos de Ingeniería de Perforación (dims).
- ✓ Ejecutar órdenes de servicios.
- ✓ Revisión del plan de perforación.
- ✓ Transporte de materiales a la localización de perforación.

ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN (PROGRAMA DE EJECUCIÓN).

16.1.3.2.- Mudanza.

- ✓ Desvestir.
- ✓ Mudar el equipo.
- ✓ Vestir.

16.1.3.3.- Construcción de la sección superficial.

- ✓ Perforar.
- ✓ Revestir y cementar.
- ✓ Instalar BOP.

16.1.3.4.- Construcción de la sección de producción.

- ✓ Perforar.
- ✓ Correr Perfiles Eléctricos.
- ✓ Revestir y cementar.
- ✓ Realizar prueba.

16.1.3.5.- Completación del pozo.

16.1.4.- CIERRE DEL PROYECTO.

- ✓ Evaluación del postmorten de la construcción del pozo.
- ✓ Recolección de estadísticas.
- ✓ Análisis de mejores prácticas y lecciones aprendidas.
- ✓ Eficiencia de las compañías de servicio.
- ✓ Reunión Postmorten.

El flujograma correspondiente a la localización se encuentra en el Apéndice E.

16.2.- PROGRAMACIÓN DETALLADA POR ACTIVIDAD CON HITOS APROBATORIOS POR COMUNIDAD DE CONOCIMIENTO.

16.2.1.- Mudanza.

16.2.1.1.- Recursos requeridos para el logro del objetivo.

- ✓ Apoyo de Ingeniería de Construcción.
- ✓ Apoyo de la Unidad de Explotación Apure, Habilitación de Inmuebles "HDI", 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.

16.2.1.2.- Responsabilidades del equipo de trabajo.

- ✓ Disponer de toda la información disponible del proyecto.
- ✓ Se requiere que el equipo de ingeniería de construcción prepare a tiempo el material de compactación adecuado.

16.2.1.3.- Puntos de atención.

- ✓ Reacondicionamiento de localizaciones.
- ✓ Conflicto con comunidades.

ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN (PROGRAMA DE EJECUCIÓN).

- ✓ Servidumbres judiciales con propietarios de las haciendas.
- ✓ Contar con localizaciones completamente listas antes de realizar la mudanza.
- ✓ Reducir impacto ambiental mediante el uso de mapas de correntías para la construcción y/o ampliación de localizaciones.

16.2.1.4.- Distribución de tiempo y costo correspondiente a la mudanza del taladro CPV-08 a la localización CS-54.

Tabla 16.1.- Distribución de Tiempo y Costo Mudanza

MUDANZA	META	ESTIMADO VCD	PRESUPUESTADO	PROMEDIO
TIEMPO (días)	4	5	5	8
COSTO (MMBs.)	161	196	196	255

El pozo promedio que se presenta proviene de las estadísticas de tiempo y costos de los años 2000 y 2001 de los pozos perforados en el Campo Guafita.

16.2.2.- Sección Superficial.

16.2.2.1.- Recursos requeridos para el logro del objetivo.

- ✓ Apoyo por parte de la Gerencia de Tecnología, Comunidad de Fluidos, Planificación y Diseño.
- ✓ Seguimiento y comunicación directa con personal supervisado.
- ✓ Apoyo por parte de la empresa operadora del taladro y servicios.

ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN (PROGRAMA DE EJECUCIÓN).

16.2.2.2.- Responsabilidades del equipo de trabajo.

- ✓ Control del galonaje para perforar los primeros 300 pies al 70 % del galonaje óptimo (600 GPM).

16.2.2.3.- Puntos de Atención.

- ✓ Ensanchamiento de hoyo.

16.2.2.4.- Distribución de tiempo y costo correspondiente a la fase de superficie de la localización CS-54.

Tabla 16.2.- Distribución de Tiempo y Costo Hoyo Superficie.

FASE SUPERFICIE	META	ESTIMADO VCD	PRESUPUESTADO	PROMEDIO
TIEMPO (días)	2	3	4	6
COSTO (MMBs.)	94	141	188	220

16.2.3.- Sección de Producción.

16.2.3.1.- 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.

ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN (PROGRAMA DE EJECUCIÓN).

- ✓ Estandarización de prácticas operacionales tales como: viaje corto cada 50 horas de rotación de la mecha, máxima tensión de 30000 Lbs al sacar tubería, máximo apoyo de 25000 Lb al meter la tubería.

16.2.3.2.- Responsabilidades del equipo de trabajo.

- ✓ Certificación de motores de fondo (penalización por fallas).
- ✓ Optimizar el diseño de sartas de incremento/mantenimiento de ángulo.
- ✓ Diseño de trayectorias sencillas.
- ✓ Optimización de las lechadas y preflujos.

16.2.3.3.- Puntos de Atención.

- ✓ Daño a la formación.
- ✓ Fallas de motores de fondo (MWD).
- ✓ Cementación primaria.

16.2.3.4.- Distribución de tiempo y costo correspondiente a la fase de producción de la localización CS-54.

Tabla 16.3.- Distribución de Tiempo y Costo Hoyo de Producción

FASE PRODUCCIÓN	META	ESTIMADO VCD	PRESUPUESTADO	PROMEDIO
TIEMPO (días)	12	14	18	24
COSTO (MMBs.)	656	810	984	1325

ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN (PROGRAMA DE EJECUCIÓN).

16.2.4.- COMPLETACIÓN.

16.2.4.1.- 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.

16.2.4.2.- Responsabilidades del Equipo de Trabajo.

- ✓ Uso de nuevas tecnologías de preflujos en empaques con grava.
- ✓ 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.

16.2.4.3.- Puntos de Atención.

- ✓ Control de Arena.

16.2.4.4.- Distribución de tiempo y costo correspondiente a la completación de la localización CS-54.

Tabla 16.4.- Distribución de Tiempo y Costo de Completación.

FASE COMPLETACIÓN	META	ESTIMADO VCD	PRESUPUESTADO	PROMEDIO
TIEMPO (días)	8	10	10	15,7
COSTO (MMBs.)	669	732	732	785

ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN (PROGRAMA DE EJECUCIÓN).

16.2.5.- Análisis del Proceso de Perforación.

16.2.5.1.- Tiempo.

Tabla 16.5.- Tiempos dentro del Proceso de Perforación.

	META (DÍAS)	ESTIMADO VCD (DIAS)	PRESUPUESTADO (DIAS)	PROMEDIO (2000-2001) (DIAS)
MUDANZA	4	5	5	8
HOYO SUPERFICIAL	2	3	4	6
HOYO PRODUCCIÓN	12	14	18	24
COMPLETACIÓN	10	10	10	15,7
TOTAL	28	32	37	53,7

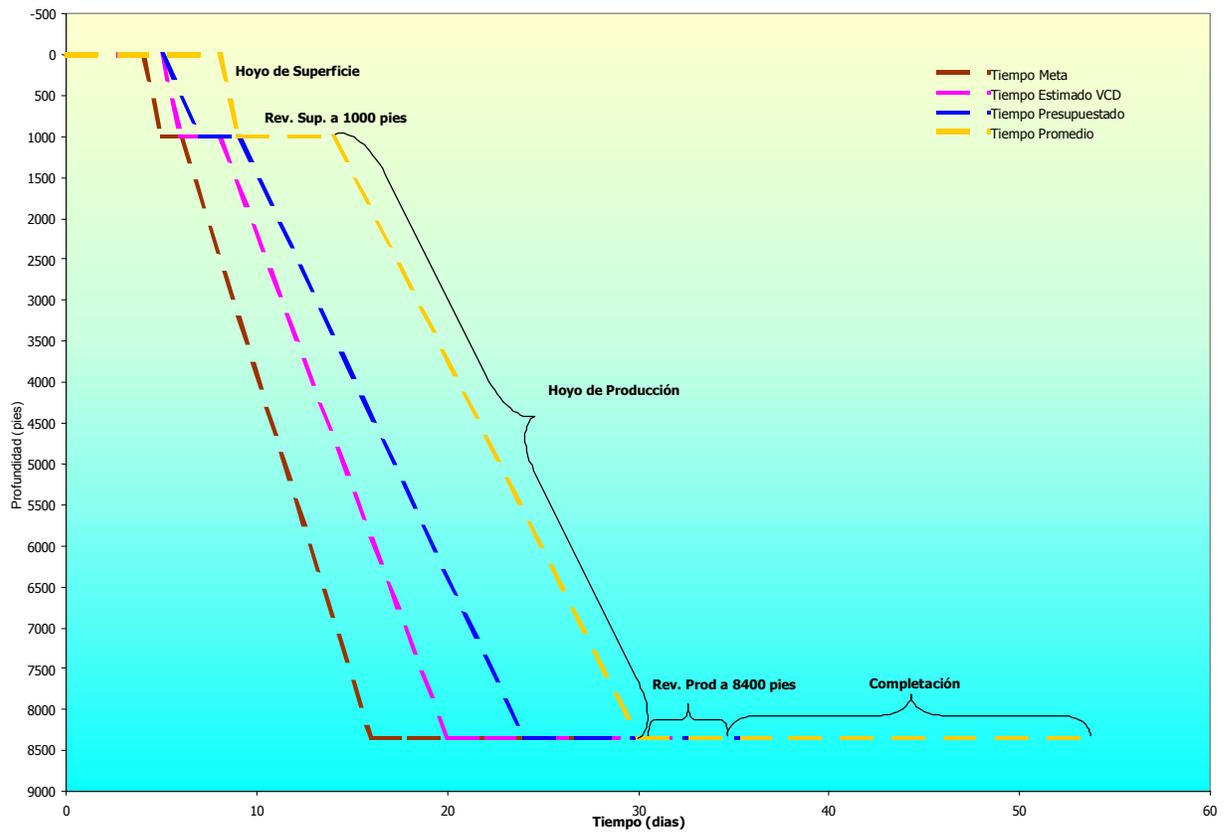


Figura 16.1.- Curvas de Pozos comprometidos Cara a Cara.

ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN (PROGRAMA DE EJECUCIÓN).

16.2.5.2.- Costo.

Tabla 16.6.- Costos dentro del Proceso de Perforación.

	META (MM Bs.)	ESTIMADO VCD (MM Bs.)	PRESUPUESTADO (MM Bs.)	PROMEDIO (MM Bs.)
MUDANZA	161	196	196	255
HOYO SUPERFICIAL	94	141	188	220
HOYO PRODUCCIÓN	656	810	984	1325
COMPLETACIÓN	732	732	732	785
TOTAL	1643	1879	2100	2585

Basados en estos costos se muestra a continuación los indicadores económicos esperados.

Tabla 16.7.- Comparación de los Factores Económicos y de Construcción.

	META	ESTIMADO VCD	PRESUPUESTADO	PROMEDIO
TIEMPO (DIAS)	28	32	37	53,7
COSTO (MMBs.)	1643	1879	2100	2585
Prod. (Bbl/día)	1000	1000	1000	1100
VPN (MMBs.)	4691,4	4647,2	4515,8	4306,5
TIR(%)	63,2	62,4	59,06	48,36
TP (años)	1,1	1,25	1,4	1,7

16.3.- REQUERIMIENTOS DE EQUIPOS Y MATERIALES (PLAN LOGÍSTICO).

16.3.1.- Hoyo de superficie.

- ✓ 01 Mecha PDC 12-1/4" con sus respectivos chorros.
- ✓ 01 Mecha tricónica de 12-1/4".
- ✓ 02 Zapatas flotadoras de 10-3/4", J-55, 40,5 Lb/pie BTC con receptáculo para cementar con espiga.
- ✓ 30 Jts de revestidor de 10-3/4", J-55, BTC, 40,5 Lb/pie.
- ✓ Botella de circulación 10-3/4" BTC x 2" LP con media unión compatible con mangueras del taladro.
- ✓ 02 Bakerlok.
- ✓ Botella de circulación 4-1/2" IF x 2" LP con media unión.
- ✓ Manguera de circulación y conexiones compatibles 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 sistemas de transmisión de potencia.
- ✓ Calibrar sección "A", wear bushing y tapón de prueba (verificar compatibilidad).
- ✓ Horas de rotación de tubería y BHA (limite para efectuar inspección: 250 Hrs para HW's de 4-1/2", DC's (8", 7-1/4" y 6-1/4") y 1500 hrs para el DP de 4-1/2"), 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.
- ✓ Elevador para casing de 10-3/4", elevador de guaya para casing 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". Conchas de la rotaria.

ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN (PROGRAMA DE EJECUCIÓN).

16.3.2.- Hoyo de producción.

- ✓ Mecha PDC 8-1/2", con sus respectivos chorros más una mecha similar de back up.
- ✓ Mecha tricónica de 8-1/2", sin chorros más una mecha de back up.
- ✓ 02 Zapatas flotadoras up-jet de 7", N-80, BTC, 26 Lb/pie con dispositivo de auto llenado.
- ✓ 02 Cuellos flotadores de 7", N-80, BTC, 26 Lb/pie con dispositivo de auto llenado.
- ✓ 02 Bakerlok.
- ✓ 40 Jts de revestidor de 7", N-80, BTC, 26 Lb/pie.
- ✓ 180 Jts de revestidor de 7", N-80, BTC, 23 Lb/pie.
- ✓ Horas de rotación de tubería y BHA. Se debe planificar que los tubulares puedan realizar cada tramo del hoyo sin requerir reemplazo (limite para efectuar inspección: 250 Hrs para HW's de 5", DC's (8", 7-1/4" y 6-1/4") y 1500 hrs para el DP de 4-1/2").
- ✓ Existencia de mallas adecuadas para los equipos de control de sólidos.
- ✓ Elevador de guaya 7", cuñeros neumáticos con mangueras de aire y cuñas para 7" (verificar su buen funcionamiento), elevador de compuerta 90 ° de 7", llaves de fuerza con mordazas adecuadas para enrosque de revestidor.
- ✓ Juego de parrillas 500 TON.
- ✓ Cuña de 7" tipo esterilla.
- ✓ Manguera para llenado de revestidor.
- ✓ Sección B y compatibilidad con el tapón de prueba y wear bushing.
- ✓ 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 del Distrito. Sur). Se deberá disponer de 15 centralizadores rígidos de aleta espiral sentido derecho y 15 centralizadores rígidos de aleta espiral sentido izquierdo. Este material esta ubicado en almacén Guafita.

ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN (PROGRAMA DE EJECUCIÓN).

- ✓ Manguera de circulación 2" x 5M, 02 de 30' c/u.
- ✓ Soldadura en frío.
- ✓ 02 Botellas de circulación 7" BTC x 2 LP con media unión.
- ✓ Ranos para tubería de 7".
- ✓ Horas de rotación de tubería y BHA (límite para efectuar inspección: 250 hrs para HW's de 4-1/2", DC's (8", 7-1/4" y 6-1/4") y 1500 hrs para el DP de 4-1/2").

ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN (PROGRAMA DE EJECUCIÓN).

16.4.- ESTRUCTURAS DE RECURSOS, COMPETENCIAS REQUERIDAS Y ROLES.

Las competencias requeridas en este proyecto se presentan a continuación.

Tabla 16.8.- Competencias Requeridas.

	ERCI: Ejecutor - Responsable - Consultado - Informado					
	VISUALIZACIÓN	CONCEPTUAL		DEFINICIÓN	EJECUCIÓN	OPERACIÓN
	Estudio, Mod. Yac.	Conceptual	Básica	Detalle	Perforación de Pozos	Eval-Operación
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	C	E	E	E	E-C-I	I
ING. PLANIFICACIÓN Y GESTIÓN	C-I	E	E	C-I	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	
CONTRATISTAS	E *	C-I	C-I	E-I	R-E	E-C
CONSULTORIA		C	E-C	C	E-C	

E: EJECUTOR

R: RESPONSABLE

C: CONSULTOR

I: INFORMADO

* : ACTUA EN CASO DE SER REQUERIDO

16.5.-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.

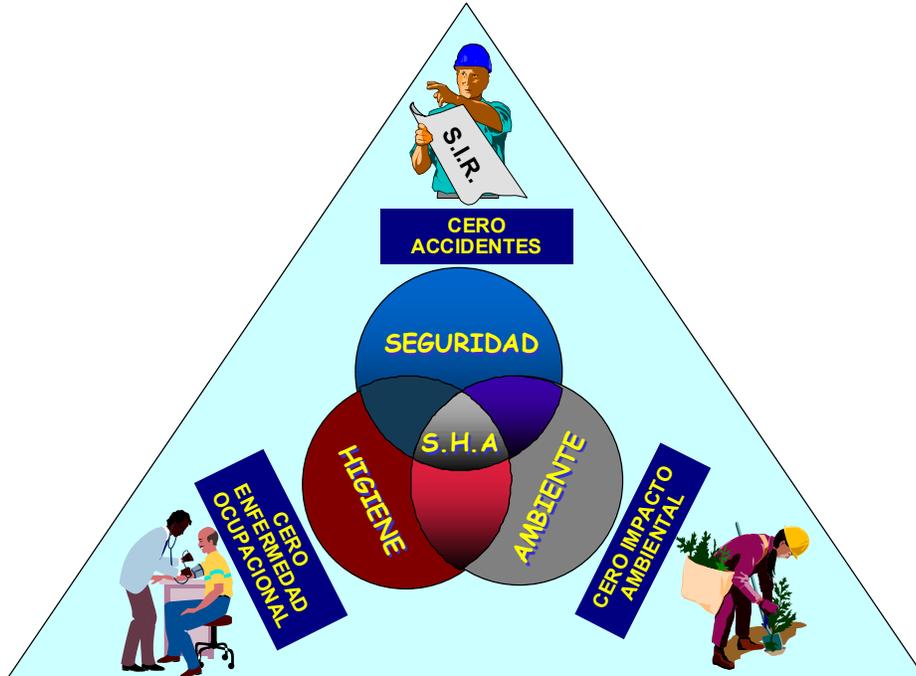


Figura 16.3.- Política Corporativa de SHA

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.

ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN (PROGRAMA DE EJECUCIÓN).

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:

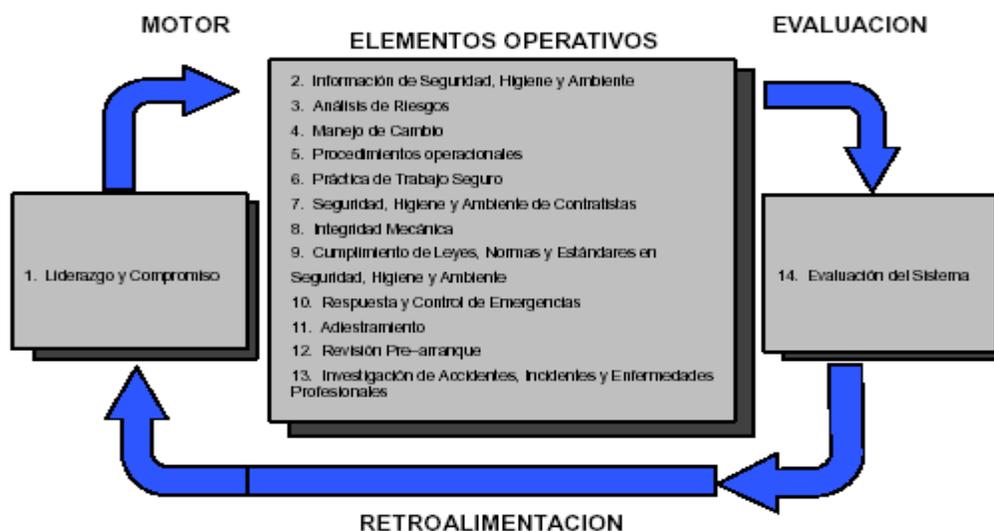


Figura 16.4.- Enfoque de Mejoramiento Continuo del SIR-PDVSA

ANÁLISIS DE CONSTRUCCIÓN (PROGRAMA DE EJECUCIÓN).

Descripción de los elementos operativos:

Tabla 16.8.- Componentes Operativos del SIR

ELEMENTOS OPERATIVOS DEL SIR			
INFORMACION DE SEGURIDAD DE LOS PROCESOS	Registrar información sobre tecnología, diseño de equipos y cambios en los taladros.	INTEGRIDAD MECANICA DE EQUIPOS	Actualizar procedimientos para instalar, probar, inspeccionar y mantener equipos críticos.
ANALISIS 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.	ADiestRAMIENTO	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.	REVISION 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.	INVESTIGACION 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.	EVALUACION DEL SISTEMA	Evaluar periódicamente los elementos anteriores para verificar su cumplimiento y efectividad.

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 DE CONSTRUCCIÓN (PROGRAMA DE EJECUCIÓN).

- ✓ 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.

CAPITULO XVII.- 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).

17.1.- ESTABLECER ESTRUCTURA DE COSTO DEL PROYECTO.

La estructura de costo en detalle se encuentra en la sección 13.13.2.1, los cuales son estimados 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.

17.2.- PLAN DE DESEMBOLSOS

En la tabla 17.1, se observan el plan de desembolso asociados a cada etapa del proyecto.

Tabla 17.1.- Plan de Desembolsos

Tiempo	Costo de la Fase (MMBs).				
	Mudanza	Hoyo Superficie	Hoyo Producción	Completación	Total
5 días	196				
4 días		188			
18 días			984		
10 días				732	
37 días					2100

17.3.- ANÁLISIS DE RIESGO Y ÁRBOLES DE DECISIÓN.

17.3.1.- 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 17.2.- Riesgos asociados a la perforación.

Riesgo	Probabilidad de Ocurrencia	Impacto Potencial	Acción a Tomar
Inestabilidad de Arcilla por alto tiempo de exposición	1%	Costo por tiempo	Incrementar la ROP (hidráulica óptima). Tratar el fluido de perforación.
Derrumbe e hinchamiento de lutita en la Formación Guafita	5%	Costo por tiempo	Diseñar ventana operacional del fluido acorde a la formación
Daño a la formación productora	20%	Baja producción	Perforar bajo balance, Nuevas tecnologías
Revestidor producción no alcanza el fondo	5%	Costo por tiempo	Usar píldoras de lubricante mecánico en el hoyo.
Colapsamiento del hoyo	10%	Costo por tiempo	Estricto control de peso y reología del lodo
Complejidad en completación	20%	-	Control sobre equipos generadores de torque. Control de calidad de equipos y accesorios. Pericias del personal de las Compañías de servicios

ANÁLISIS DE RENTABILIDAD.

Extensión en el tiempo de ejecución, productos de problemas operacionales	10%	Costo por tiempo	Optimar diseño de mechas. Uso de píldoras lubricantes.
Deficiente cementación en el revestidor de producción, pérdida del cemento formaciones fracturadas	30%	Costo por tiempo	Nuevas tecnologías en Cemento

✓ Riesgo de Personal y equipo.

Tabla 17.3.- Riesgos Asociados al Personal y Equipo.

Riesgo	Probabilidad de Ocurrencia	Impacto Potencial	Acción a tomar
Falla del equipo de perforación (bombas, 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 17.4.- Riesgos Asociados al Ambiente y el Entorno.

Riesgo	Probabilidad de Ocurrencia	Impacto Potencial	Acción a tomar
Severidad de mal tiempo	25%	Costo por tiempo	Estimado de tiempo incluye estadística de tiempo perdido.
Problemas con las comunidades	20%	Costo por tiempo	Crear políticas efectivas de interacción con el entorno, incluir personal del área dentro de los ocasionales.

- ✓ Riesgo de estimación.

Tabla 17.5.- 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

- ✓ Riesgo de yacimiento.

Tabla 17.6.- Riesgos Asociados a la Perforación.

Riesgo	Probabilidad de Ocurrencia	Impacto Potencial	Acción a tomar
Variación de la estructura (buzamiento) en la arena objetivo	10%	Pérdida del objetivo	Control geológico operacional. Elaborar mapas detallados de menor escala.

ANÁLISIS DE RENTABILIDAD.

Fallas adquisición de datos del yacimiento durante la perforación.	10%	Costo por tiempo Pérdida del objetivo	Tecnologías de Nuevas Generaciones, back-up de herramientas, personal especializado.
Irrupción temprana de agua	30%	Disminución de la producción de petróleo	Control de la producción.

✓ Riesgos de facilidades.

Tabla 17.7.- 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%	Difererimiento de producción	Instalación de lazos de tubería y conectar a líneas existentes

17.4.- 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 17.6.- Datos Económicos Generales.

AÑO BASE	2002	AÑOS
HORIZONTE ECONOMICO	20	
TASA DE DESCUENTO (%)	10,0	
TASA DE CAMBIO (Bs./\$)	1.040	
% ISLR (%)	50	
% REGALIAS CRUDO	30	
% APOORTE 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 se llevarán todos los flujos de caja a fin de calcular los indicadores económicos.

Aplica % ISLR si el 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 ISRL de flujos de caja negativo será 0. La opción por defecto es "No"

ANÁLISIS DE RENTABILIDAD.

Aplica porcentaje legal a PDVSA si el flujo de caja es negativo: Esta opción, al igual que la opción anterior permite incluir o no el porcentaje 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 porcentaje legal a PDVSA negativo sobre flujos de caja negativos, en el caso contrario, el porcentaje 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 activo al final del horizonte económico tiene valor residual, y se incluye como un ingreso en el flujo de caja. Por lineamiento, no se aplica valor residual.

Tabla 17.9.- Resultado de los indicadores económicos

Indicador económico	Resultado
Valor presente neto	4515,8
Tasa interna de retorno	59,06
Eficiencia de inversión	2,73
Tiempo de pago	1,4

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 54,06%, 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 2,73 dólares.

ANÁLISIS DE RENTABILIDAD.

17.4.1.- Diagrama Araña.

Permite realizar el análisis de sensibilidad gráficamente de 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 influyen en mayor proporción sobre el VPN, y elaborar un plan para garantizar el cumplimiento de los estimados realizados.

En el siguiente diagrama se pueden observar como se comportan las cuatros variables analizadas (producción, inversión, precios y gastos). El punto de cruce, corresponde al valor determinístico con cero variación.

NOMBRE DEL EVALUADOR:	JOSE PATIÑO & SALVADOR PÉREZ							
TITULO DE LA PROPUESTA:	EVALUACION DEL POZO/LOC: CS-54							
REGLON N°:	CS-54							
FECHA								
TIPO DE PROPUESTA	POZO							

%	-35,0%	-25,0%	-10,0%	0,0%	15,0%	20,0%	60,0%	80,0%
Producción	2298,24	2931,83	3882,21	4515,80	5466,18			
Inversión			4637,810	4515,803	4242,791	4151,787	3423,757	
Precios		2825,96	3839,86	4515,80	5529,71	5867,68		
Gastos			4558,15	4515,80	4452,28	4431,10	4261,70	4177,00

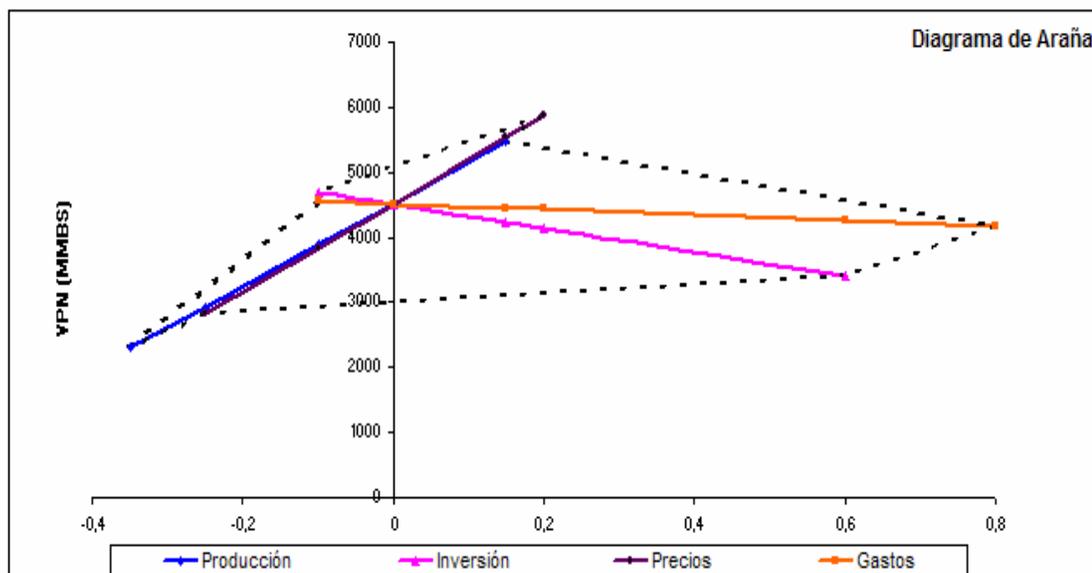


Figura 17.1.- Diagrama Araña para la localización CS-54

17.4.2.- Diagrama Tornado.

El diagrama Tornado al igual que el diagrama araña permite sensibilizar gráficamente el efecto de algunas variables sobre el VPN del Proyecto, tales como: Inversión, gastos, precios y producción. Cada variable es sensibilizada manteniendo las otras constantes. El análisis jerarquiza las variables de mayor a menor influencia sobre el VPN.

NOMBRE DEL EVALUADOR:	JOSE PATIÑO & SALVADOR PÉREZ
TÍTULO DE LA PROPUESTA:	EVALUACION DEL POZO/LOC: CS-54
REGLON N°:	CS-54
FECHA	
TIPO DE PROPUESTA	POZO

%	-35,0%	-25,0%	-10,0%	0,0%	10,0%	25,0%	35,0%	RANGO
Inversión	2150,02	2825,96	3839,86	4515,80	5191,74	6205,65	6881,58	4732
Precios	2298,24	2931,83	3882,215	4515,803	5149,391	6099,773	6733,360	4435
Producción	5152,83	4970,82	4697,81	4515,80	4333,79	4060,78	3878,78	1274
Gastos	4664,03	4621,68	4558,15	4515,80	4473,45	4409,93	4367,58	296

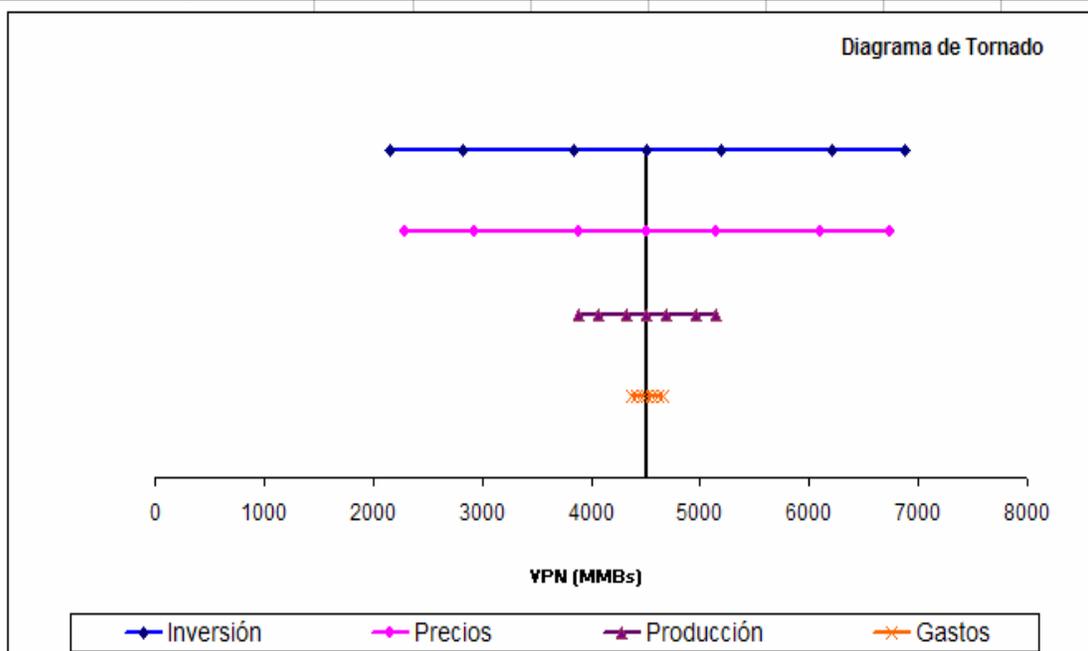


Figura 17.2.- Diagrama Tornado para la localización CS-54

A partir del comportamiento de las variables de mayor influencia sobre el VPN del proyecto, podemos concluir que la variable de mayor peso es la inversión, seguida de los precios, los gastos y finalmente la producción. Esto permite al realizar la evaluación, centrar el control sobre las variables más importantes: Inversión y Producción.

17.5.- COSTO DE GENERACIÓN DE POTENCIAL.

El costo de generación es uno de los principales indicadores de gestión, debido a que determina el incremento o disminución de la "eficiencia" de los trabajos realizados a los pozos.

Un mayor o menor costo de generación, implica que los desembolsos utilizados en la ejecución del trabajo fueron mayores o menores a lo estimado.

El costo de generación de potencial viene dado por:

$$\text{Costo de generación (MBs./BPD)} = \frac{\text{Desembolsos Totales (MMBs.)}}{\text{Barriles de Petróleo Generado (MBD)}} \quad \text{Ecuación 17.1}$$

Para la localización CS-54, se estima una producción de petróleo de 1000 BPD, con un costo presupuestado de 2100 MMBs., lo que origina que el costo de generación bajo este esquema sea de 2100 MBs./BPD.

Después de aplicar la metodología VCD (Visualización, Conceptualización y Definición) en la elaboración del programa de perforación de un pozo de la localización CS-54 del campo Guafita Sur, analizar e integrar toda la información obtenida, se llegó a las siguientes conclusiones:

- ✓ La metodología VCD es una herramienta efectiva para el manejo de proyectos de cualquier dimensión, facilitando la jerarquización de los mismos en base a rentabilidad y riesgos asociados.
- ✓ Las herramientas proporcionadas por la metodología VCD, permiten conocer con anticipación los factores que modifican la programación de actividades planificadas, permitiendo mitigar el impacto en el desarrollo del proyecto.
- ✓ Las Métricas de Yacimiento y Pozo, permitieron determinar el índice de complejidad y grado de definición del proyecto durante su concepción.
- ✓ Las estimaciones de costo realizadas durante cada fase de la planificación bajo la metodología VCD, permiten abandonar un proyecto antes de su ejecución, cuando no se alcanzan los requerimientos mínimos de la corporación.
- ✓ Esta metodología permite la integración o sinergia de los equipos naturales del proyecto, bajo las bases de trabajo en equipo y planificación.
- ✓ El diseño óptimo de la trayectoria para la localización CS-54 es tipo "J" con un KOP a 1400 pies, ángulo de inclinación de 20,75 grados, desplazamiento horizontal de 2312,6 pies con una profundidad final medida de 8337 pies.
- ✓ Se minimizó el tiempo estimado de construcción en 32 días y se optimizó el costo en 1879 MMBs versus 37 días y 2100 MMBs presupuestados.

CONCLUSIONES

- ✓ Los indicadores económicos del proyecto son: VPN de 4515,8 MMBs., TIR de 59,06%, EI de 2,73 y TP de 1,4 años, lo que determina que el proyecto sea rentable.

Dentro del marco de la aplicación de la metodología VCD (Visualización, Conceptualización y Definición), se recomienda:

- ✓ Planificar la perforación de cualquier pozo basándose en la metodología VCD, con el fin de garantizar su éxito mecánico y volumétrico.
- ✓ Mejorar la calidad del dato, concientizando en la industria el valor agregado de la información para optimizar la planificación de un proyecto.
- ✓ Desarrollar análisis estadísticos con el fin de establecer rangos de aceptación y límites de aprobación para los niveles de definición y complejidad, calculados con las Métricas de Yacimiento y Pozo.
- ✓ Mantener el estudio comparativo de la industria con otras empresas de clase mundial, adoptando las innovaciones y mejores prácticas referidas a los procesos de perforación.
- ✓ Ejecutar el VCD durante el primer semestre del año, de tal manera que todos los pozos pertenecientes al portafolio del año siguiente tengan la ingeniería básica completa.
- ✓ Continuar fomentando el trabajo en equipo dentro de las mesas de trabajo, destacando el rol que desempeñan cada actor para la realización del proyecto.
- ✓ Emplear tecnología de punta dirigida a minimizar la producción de agua en el campo Guafita.
- ✓ Elaborar estudios geomecánicos que permitan determinar la dirección de los esfuerzos en el campo Guafita, para optimizar el proceso de perforación.

LOGROS ALCANZADOS

El pozo GF-159 inicio operaciones de perforación el día 18 de Octubre del 2002 a las 5:30 a.m.

En el pozo GF-159 se está siguiendo detalladamente la planificación VCD, presentada en este Trabajo Especial de Grado.

El pozo GF-159 actualmente se encuentra perforando la sección tangencial a la profundidad de 5330 pies sin ningún tipo de problemas.

- [1] BRICEÑO Augusto J. **"Planificación y Control de Proyectos"**. Tomo I.
- [2] PDVSA Centro de Excelencia de 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] V.V.A. CONSULTORES; Vásquez Andrés y Sánchez Marisela. **"Mecánica de las Rocas I"**.
- [7] MCKINZIE, HOWARD. 1998. **"Sand Control"**. Tulsa, OGCI Training.
- [8] PIZARELLI, SERGIO. 2001. **"Premisas en Control de Arena"**. Lagunillas, PDVSA.
- [9] PDVSA. **"Manual de Diseño de Revestidores"**.
- [10] PDVSA INTEVEP. **"Manual de consulta rápida diseño de revestidores y tubería de producción"**.
- [11] www.intranet.ey.pdv.com/ebmaep/manual-finanzas/capitulo8.htm.
- [12] CORPOVEN S.A. Gerencia General de Finanzas. **"Evaluación Económica de Proyectos"**. Año 1995.

[13] ABDULRAZAG Y. Zekri; K. K. Jerbi and Mohamed. "**Economic Evaluati3n of Enhanced Oil Recovery**". SPE 64727. A3no 2000.

[14] www.lexico.pdv.com:80/~ibc03/venezuela,codigo estratigráfico.

[15] Guías "**Training to reduce unscheduled events**".

" : pulgadas.

: Libra.

%**AyS**: Porcentaje de Agua y Sedimentos.

´ : pies.

+E/-W: Coordenadas Locales, positivas hacia el este, negativas hacia el oeste.

+N/-S: Coordenadas Locales, positivas hacia el norte, negativas hacia el sur.

API: "American Petroleum Institute".

Az: "Azimuth" [°]

BA: Barriles de Agua.

bbI: Barriles.

BFD: Barriles de Fluido.

BHA: "Botton Hole Assemble", Ensamblaje de Fondo.

BN: Barriles Normales.

BNPD: Barriles Normales de Petróleo por Día.

Bo: Factor Volumétrico del Petróleo.

BOP: "Blow Out Preventor", Conjunto de válvulas impide reventones.

BTC: Conexión API trapezoidales, Buttress.

Build: Construcción, sección de construcción.

CBA: Costo Basado en Actividades

CSF: "Circulation Stroke Factor".

cp: Unidad de viscosidad dinámica.

c/u: Cada uno.

D.E.: Diámetro Externo.

D.I.: Diámetro Interno.

DC: "Drill Collar" – Portamechas.

DIMS: "Drilling Information Management System".

DLS: "Dog Leg Severity", Severidad de la pata de perro.

DP: "Drill Pipe" – Tubería de perforación.

E.I.: Eficiencia de la Inversión.

EMR: Elevación de la Mesa Rotatoria [pies].

ESP: Electrosumergible pump, Equipo de Bombeo Electrosumergible.

EUE: Conexión API redonda, External Upset tubing Thread.

FC: Flujo de Caja.

FEL: "Front End Loading" (VCD).

Ff: Factor de flotabilidad.

FTP: Factor de Tiempo Perdido.

gal: galones.

Gp: Gas producido [Gp].

GPM: Galones por Minuto [pies/hora].

HCR: "Hydraulic Control Remote", Controlador Hidráulico para el cierre de los ranes.

HDI: Habilitación y Desarrollo de Inmuebles.

HT/HP: High Temperature / High Pressure – Alta Temperatura / Alta Presión.

HP: "Horse Power".

hr: horas.

Hw's: Tubería "Heavy Weight".

HW: "Heavy Wate" – Tubería de transición.

IADC: "International Association Drilling Company", Evaluación de desgaste de mechas de perforación.

IFJ: Conexión Premium, Especiales integrales, el diámetro externo suele ser menor al 1% por encima de la tubería.

IJ: Conexión API redonda, Integral Joint.

ING: Ingeniero.

ISLR: Impuesto sobre la renta.

IP: Índice de Productividad del Pozo [bbl/(lppc x pie)].

jts: Juntas, tubos.

Lb/gal: Libras por galón.

Lb: Libras.

LD: Conexión Premium, Especiales para grandes diámetros.

LP: Tipo de rosca Land Pipe.

Lpb: Libra por barril.

Lppc: Libra por pulgada cuadrada.

LTC: Conexión API redonda, Long Thread connector.

m: metros.

MARN: Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales.

MD: "Measure Depth", Profundidad medida [pies].

MEM: Ministeriode 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.

MSC: Mínimos Strokes para un Fondo Arriba.

MTC: Conexión Premium, Estándar con sello metal – metal.

MWD: Measure While Drilling.

Np: Petróleo producido [BN].

NUE: Conexión API redonda, Non upset tubing Thread.

N/A: No aplica.

pH: Abreviatura para potencial del ion hidrógeno.

PDC: Polycrystalline Diamond Compact.

PDVSA: Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima.

PEP: Plan de Ejecución del Proyecto.

PMA: Profundidad Medida Ajustada.

POES: Petróleo Original en Sitio.

ppm: Partes por millón.

psi: "pound per square inch".

PSM: Peso sobre la mecha [Lbs]

PT: Profundidad Total.

RA/RC: Reacondicionamiento y Recompletación.

RAP: Relación Agua Petróleo [BA/BNP].

REG: Hace referencia a un tipo de rosca regular.

- RGP:** Relación Gas Petróleo.
- ROP:** "Rate of Penetration" – Tasa de penetración .
- RPM:** Revoluciones por Minuto.
- Rs:** Relación Gas Petróleo en Solución.
- 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.
- TPP:** Tiros por Pie.
- TVD:** "True Vertical Depth", Profundidad Vertical Verdadera [pies].
- TVDSS:** "True Vertical Depth", Profundidad Vertical Verdadera medida bajo el nivel del mar [pies].
- UEY:** Unidad de Explotación de Yacimientos.
- UTM:** Universal Transverse Mercator: Convención mundial para la clasificación de las coordenadas de los mapas a nivel mundial.
- VCD:** Visualización, Conceptualización y Definición.
- VIR´ s:** Válvulas Impide Reventones.
- VPN:** Valor Presente Neto.
- XH:** Tipo de rosca extra grande.
- XL:** Conexión API trapezoidales, "Extreme Line".

Acuífero: Manto saturado de agua, horizonte productor de agua.

Acumulación: Depósito de hidrocarburos.

Aguas abajo: Operaciones de la industria petrolera desde la refinación hasta la ventas de productos al consumidor final..

Aguas arriba: Operaciones de la industria petrolera que se realizan hasta llegar a la refinación, o sea, básicamente exploración y producción.

Ángulo de inclinación: Es el ángulo fuera de la vertical que marca la dirección del pozo, también se llama ángulo de deflexión.

Anticlinal: Pliegues de los estratos del subsuelo en forma de arco, elemento de particular interés para la formación de depósitos de hidrocarburos.

Arenamiento: Efecto de acumularse arena en un pozo, lo que requiere para su limpieza de una operación de reacondicionamiento.

Azimuth: Ángulo medido desde el Norte hasta el hoyo en dirección Este, con base en la escala completa del círculo de 360°.

B.H.A. "Bottom hole Assembly": Ensamblaje de fondo que incluye la mecha y todas las herramientas direccionales.

Barril: Unidad de volumen de uso común en la industria. Un barril equivalen a 42 galones o 159 litros.

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 se le llama cabezote.

Cementación: Operación especializada, propia de la perforación, mediante la cual se fijan de manera permanente en su sitio las tuberías de revestimiento.

Centralizador: Pieza de acero flexible que se coloca a distintos niveles a lo largo de la tubería de revestimiento, antes de la cementación, para asegurar un espacio anular uniforme.

Circulación: Consiste en bombear el lodo por todo el sistema durante un tiempo prudencial, con el fin de acondicionarlo de manera conveniente.

Contacto agua - petróleo: Es el nivel determinado por el límite natural buzamiento abajo en el que se pasa de un fluido al otro.

Coordenadas: Coordenadas de una localización o de un punto del hoyo, son sus distancias en la dirección N-S y E-O a un punto dado.

Cuadrante: Pieza vital del taladro, de sección cuadrada, que encaja justamente en el centro de la mesa rotaria, de manera que transmite el movimiento de giro a la tubería de perforación.

Darcy: Unidad de permeabilidad. Un medio poroso tiene una permeabilidad de 1 Darcy cuando una presión de una atmósfera es capaz de forzar un líquido de 1 cp de viscosidad a través de una muestra de 1 cm de largo y 1 cm² de sección transversal imprimiéndole una velocidad de 1 cm por segundo.

Densidad: Es la 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.

Drenaje: Acción y efecto de fluir los hidrocarburos en los yacimientos hacia los pozos.

Embolada o "Stroke": Representa el volumen de fluido que se puede bombear en una corrida del pistón.

Espacio anular: El que queda entre las paredes desnudas del pozo y la tubería de perforación o entre ésta y la tubería de revestimiento.

Esquema Lahee: Sistema de aceptación universal para clasificar los pozos petroleros conforme al objetivo de la perforación (desarrollo, de avanzada, exploratorio).

Estimulación: Operaciones diversas con las cuales se busca incrementar el rendimiento de un pozo; puede ser un tratamiento para inducir un pozo a producir más o para mejorar las condiciones petrofísicas por fracturamiento; así mismo, acidificación.

Falla: Fractura geológica, a lo largo de la cual ocurre un movimiento que disloca las rocas, lo que puede originar trampas favorables a la acumulación de hidrocarburos.

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.

Giro: Movimiento necesario desde la superficie del ensamblaje de fondo para realizar un cambio de dirección u orientación.

Gradiente geotérmico: Incremento de la temperatura con la profundidad.

Gradiente hidrostático: Aumento normal de la presión con la profundidad.

Heavy wate: Tubería que se utiliza para darle peso a la mecha, también se conoce como tubería pesada.

Localización: Ubicación geográfica de un pozo.

Lodo de perforación: Fluido circulante que se utiliza en la perforación para desempeñar algunas de las varias funciones requeridas durante el proceso; principalmente para hacer circular los recortes de formación hacia superficie.

Longitud del rumbo: Distancia a lo largo del hoyo entre las profundidades de dos registros.

Mapa isópaco: Es aquel en el cual se representa el grosor de una roca de una sección estratigráfica, también el espesor individual o total de las capas saturadas de hidrocarburos.

Martillo: Se coloca en la sarta de perforación y es utilizada solo en casos de pega de tubería.

Mecha: Pieza que se coloca atornillada 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 rotatoria: Parte esencial del taladro, que transmite el movimiento a la tubería de perforación.

Monel: Portamecha no - magnético, que se utiliza junto con el MWD para evitar la interferencia magnética que pueda influir en los registros.

Pata de perro: Cualquier cambio de ángulo severo entre el rumbo verdadero o la inclinación de dos secciones del hoyo.

Pozo: Hoyo que se perfora para buscar o poner a producir hidrocarburos.

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.

Registro: Es la medición por medio de instrumentos, del ángulo de inclinación y de la dirección en cierto punto (o estación) del hoyo.

Reservas Probadas: Representa el volumen de hidrocarburos contenidos en yacimientos, los cuales hayan sido constatados mediante pruebas de producción y que, según la información geológica y de ingeniería de yacimientos, puedan ser producidos comercialmente.

Rumbo: Es el ángulo medido desde el norte geográfico hasta la línea intersección entre un plano horizontal de referencia y el plano que define la dirección del estrato, (Plano del tope o de la base del estrato).

Sección aumentada o BS "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 "Drop section": Es la parte del hoyo, después de la sección tangencial, donde el ángulo de inclinación disminuye.

Sección Tangencial "Tangent": 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: Desviación que se realiza dentro el pozo, con el fin de evitar un pez. Aunque existen otras razones.

Surfactantes: Material que tiende a concentrarse en la interfase de dos medios. Se emplea en los fluidos de perforación para controlar el grado de emulsificación.

Taladro: Equipo para la perforación de pozos.

Tolerancia del objetivo: La máxima distancia en la cual el objetivo puede ser errado.

Trampa: Condición geológica de los horizontes del subsuelo que permite que se forme un depósito de hidrocarburos. Puede ser de origen estructural (pliegues, fallas) o estratigráfico (acuñamiento).

Viscosidad: Es la propiedad de los fluidos que se manifiesta como una resistencia al fluir.

Yacimiento: Es la porción de la trampa, la cual contiene petróleo y/o gas como un solo sistema hidráulicamente conectado. También se define como; el volumen de roca que tiene un porcentaje de su volumen total (Volumen Poroso) ocupado por petróleo y/o gas susceptible de extracción.

Zapata: Extremo inferior de la tubería de revestimiento, que sirve para el anclaje contra el fondo del pozo.

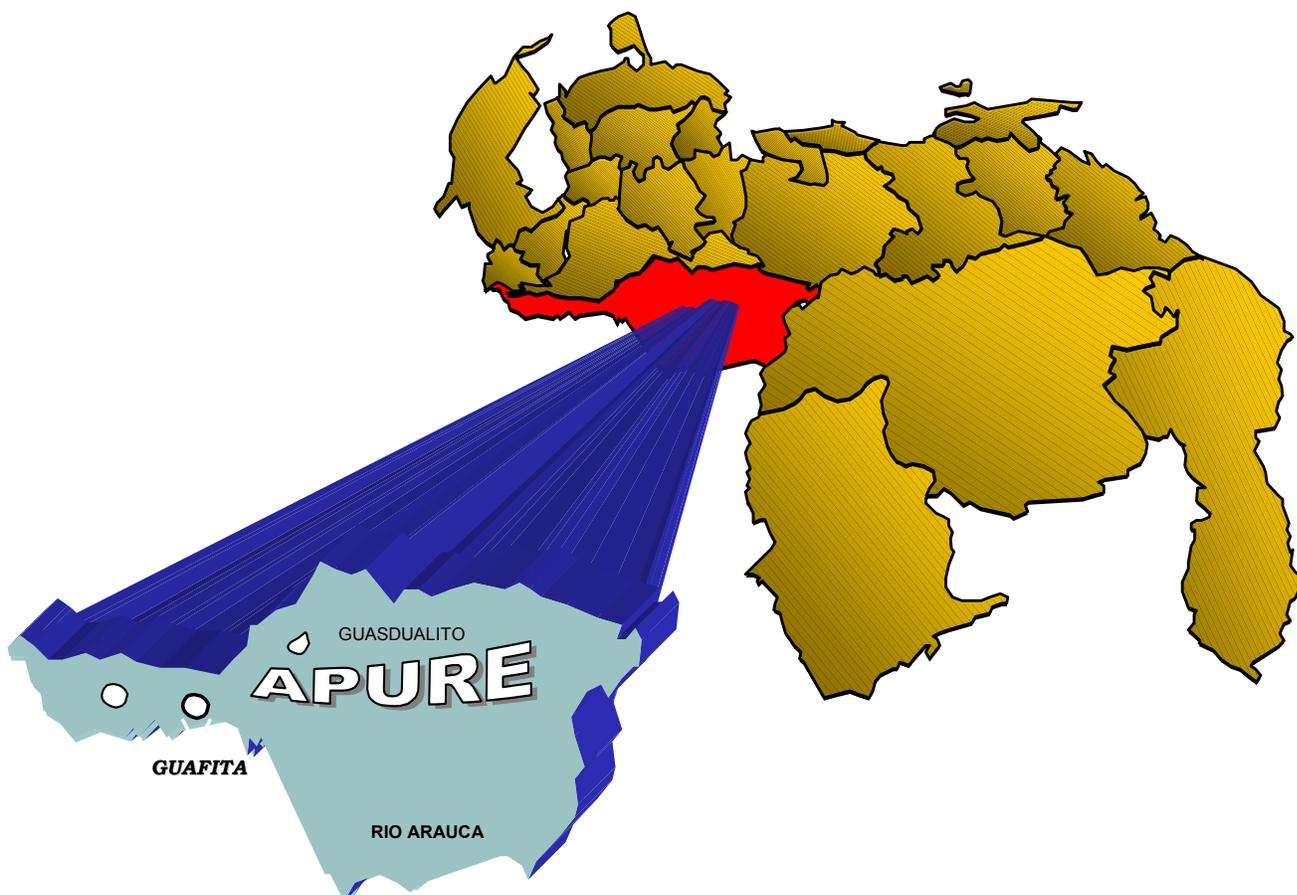
APÉNDICE A.- INFORME TÉCNICO DE LA
PROPUESTA DE PERFORACIÓN.



PDVSA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DISTRITO SUR	1. FECHA DE PUBLICACIÓN SEPTIEMBRE 2002	2. NUMERO DE INFORME BAR
	3. N° DEL PROYECTO	4. COORD. DEL PROYECTO MEDINA,M;RIVERO,J CHACIN, X.
5. AUTOR(ES) ADRIAN, J.; MIRANDA, L.J.; BENITEZ, R; GONZALEZ, E ; RODRIGUEZ, K; AGUILAR, R; PEÑA, B		
6. TITULO Y SUBTÍTULO PROPUESTA DE PERFORACION POZO GF-159		
7. INSTITUCIÓN EJECUTORA ESTUDIOS INTEGRADOS-APURE.	8. UNIDAD GENERADORA/INDICADOR RODRIGUEZWO, MEDINAME, CHACINX	
9. NOTAS SUPLEMENTARIAS GENERACIÓN DE SOPORTES TÉCNICOS DE PERFORACIÓN DE POZOS PARA POTENCIAR EL ESTUDIO INTEGRADO DEL CAMPO GUAFITA SUR, QUE ADELANTA ESTUDIOS INTEGRADOS DE LA U.E.Y. APURE DEL DISTRITO SUR.		
		10. PAGINAS/VOLÚMENES 54 PAG, VOL 1
11. RESUMEN (MAX 200 PALABRAS) SE PRESENTA EL SOPORTE TÉCNICO PARA LA PERFORACIÓN DEL POZO GF-159 DEL CAMPO GUAFITA-SUR. ESTE POZO ALCANZARÁ LA PROFUNDIDAD FINAL DE 7450 PIES TVDSS CON UNA TRAYECTORIA TIPO J, PENETRANDO LAS UNIDADES HIDRAULICAS ASOCIADAS A LAS ARENAS G-7-2 y G-7-3/4 CON UN POTENCIAL ESTIMADO DE 1000 BPN. EL OBJETIVO PRIMARIO DE ESTA LOCALIZACIÓN ES LA ARENA G-7-2. DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA SE ARROJA QUE LA MISMA ES RENTABLE AL TENER UN VPN DE 4530,40, UN TIR DE 59.15%, UN Eim DE 2.74 Y UN TP DE 1.4. SE INCLUYEN COMENTARIOS POR CADA PERICIA EXISTENTE EN ESTUDIOS INTEGRADOS, UTILIZANDO PARA ELLO INFORMACIÓN DE NÚCLEOS, PERFILES, HISTORIA DE POZOS EXISTENTES, SISMICA 3D E INFORMACIÓN DE YACIMIENTOS.		
12. PALABRAS CLAVES GF-159 CAMPO GUAFITA SUR INVERSIÓN SÍSMICA SÍSMICA 3D SEDIMENTOLOGÍA DISTRIBUCIÓN DE FLUIDOS REGISTROS DE SATURACIÓN ISOPROPIEDADES PETROFISICA REDES NEURONALES YACIMIENTOS EVALUACIÓN ECONÓMICA MATRIZ VCD	13. DESCRIPTORES (PARA EL CDB)	14. CLASIFICACIÓN RIPPET
		15. DISTRIBUCIÓN DESARROLLO DE YAC/M.E.M (2) ARCHIVO (1)
		16. APROBACIÓN GERENTE GTE U E APURE



PDVSA EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN Y MEJORAMIENTO
DISTRITO SUR
UNIDAD DE EXPLOTACIÓN APURE - ESTUDIOS INTEGRADOS



INFORME TÉCNICO DE LA PROPUESTA DE PERFORACIÓN
POZO GF-159
CAMPO GUAFITA-SUR
BARINAS, SEPTIEMBRE 2002

CONTENIDO

1. OBJETIVOS / JUSTIFICACIÓN
2. UBICACIÓN
3. ASPECTOS GEOLÓGICOS
 - 3.1. ESTRUCTURA
 - 3.2. SEDIMENTOLOGÍA Y ESTRATIGRAFÍA
4. ASPECTOS GEOFÍSICOS
5. ASPECTOS PETROFÍSICOS
 - 5.1. EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CORTE
 - 5.2. RESULTADOS OBTENIDOS
 - 5.3 PROGRAMA DE REGISTROS POZO GF-159
6. ASPECTOS GEOMECÁNICOS
 - 6.1 ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD DEL HOYO
7. ASPECTOS DE YACIMIENTOS
 - 7.1. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN
 - 7.2. COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN
8. INFORMACIÓN GENERAL DE RESERVAS DE LOS YACIMIENTOS PRINCIPALES
 - 8.1. RESERVAS OFICIALES
 - 8.2. RESERVAS EN REVISIÓN

8.3 CÁLCULO DEL POES Y RESERVAS EN EL ÁREA DE LA LOCALIZACIÓN

9. EVALUACIÓN ECONÓMICA

10. MATRIZ DE VISUALIZACIÓN, CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN (VCD)

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1.- OBJETIVOS / JUSTIFICACIÓN

La siguiente propuesta técnica - económica está orientada a soportar la perforación del pozo GF-159 en el Campo Guafita Sur. Este pozo está ubicado aproximadamente 570 mts al Suroeste del pozo GF-14X y a 460 mts al Este del GF-17. El pozo GF-159 saldrá del cluster del GF-14X y tendrá una trayectoria en “J”. La profundidad final programada es de 7450 pies (TVDSS) aproximadamente y se espera penetrar hasta aproximadamente 150 pies dentro de la Arena G-8 de la Formación Guafita, Terciario. Desde el punto de vista de calidad de roca, el objetivo primario de esta localización es la arena **G-7-2** (yacimiento GF-5), con un potencial estimado de **1000 BPD** y el objetivo secundario es la arena **G7-3/4**. En los intervalos G-8, G-9 y G-10 no se espera presencia de petróleo, debido a un claro contacto Agua - petróleo en la base de la G-7-3/4, mostrado en los registros del GF-14X.

La propuesta para perforar GF-159 está soportada principalmente por la interpretación de la sísmica 3D y mediante análisis de inversión sísmica y redes neuronales, que indican que en el área se observa la presencia de canales meandriforme, los cuales se extienden en dirección Sur-oeste. Esta nueva interpretación sismoestratigráfica parece estar respaldada por las propiedades sedimentológicas y petrofísicas del pozo GF14X y por la producción del mismo en las arenas de interés. Esta localización abriría nuevas oportunidades en esta zona; marginal en lo que a densidad de pozos se refiere. Adicionalmente, el análisis de toda la información de pozos del área (núcleos, registros, mapas de tendencia de facies y datos básicos de yacimientos, reservas, comportamiento de producción y prueba de presión reciente (build-up) en el GF14X) indican muy buena prospectividad para los yacimientos objetivo en el área donde se propone esta localización.

El cálculo preliminar de reservas remanentes realizado en el área del GF14X donde se perforará este pozo, dio un total de 2 MMBNP en la G-7-2 y 1.2 MMBNP en la G-7-3/4. El VPN para esta localización es de 4530.40 MMBs, con un TIR de 59.15%.

En la figura 1.1 se ilustra esquemáticamente las unidades que serán perforadas y el estimado de las profundidades en TVDSS a las que se encontrarán.

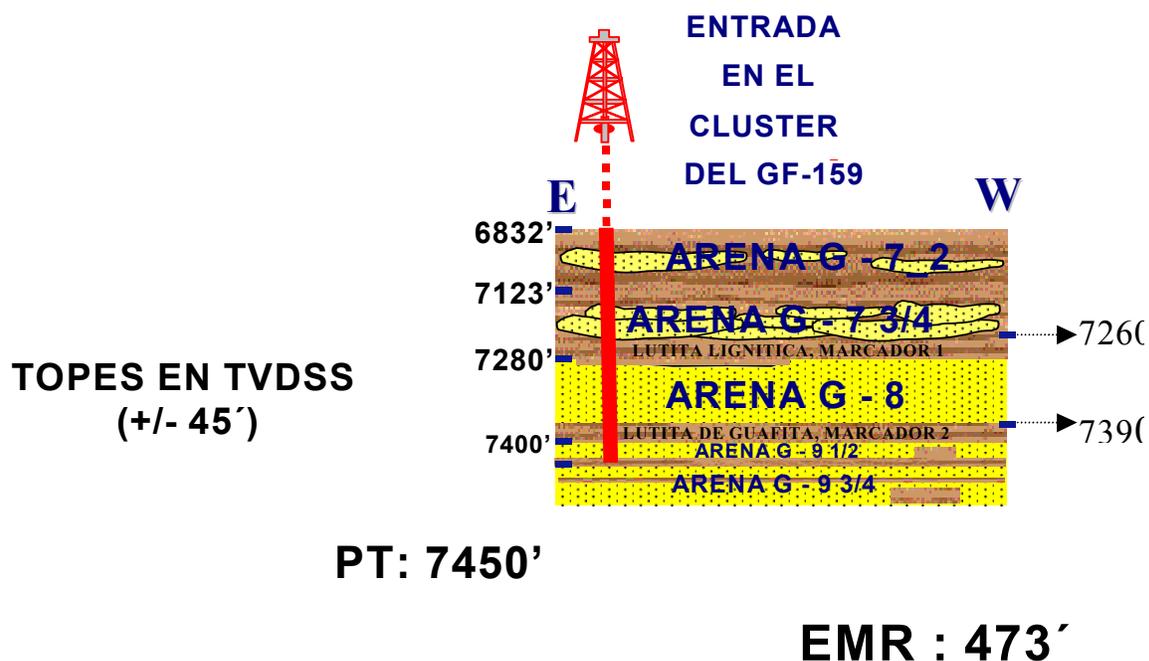


Fig. 1.1. Sección esquemática que muestra la estratigrafía que atravesará el pozo GF-159 en la ubicación propuesta.

2.- UBICACIÓN

En la Figura 2.1, se muestra la posición en fondo de la localización GF-159 sobre el mapa estructural no oficial del yacimiento **G-7-2**, el cual representa el modelo estructural basado en la interpretación sísmica 3D.

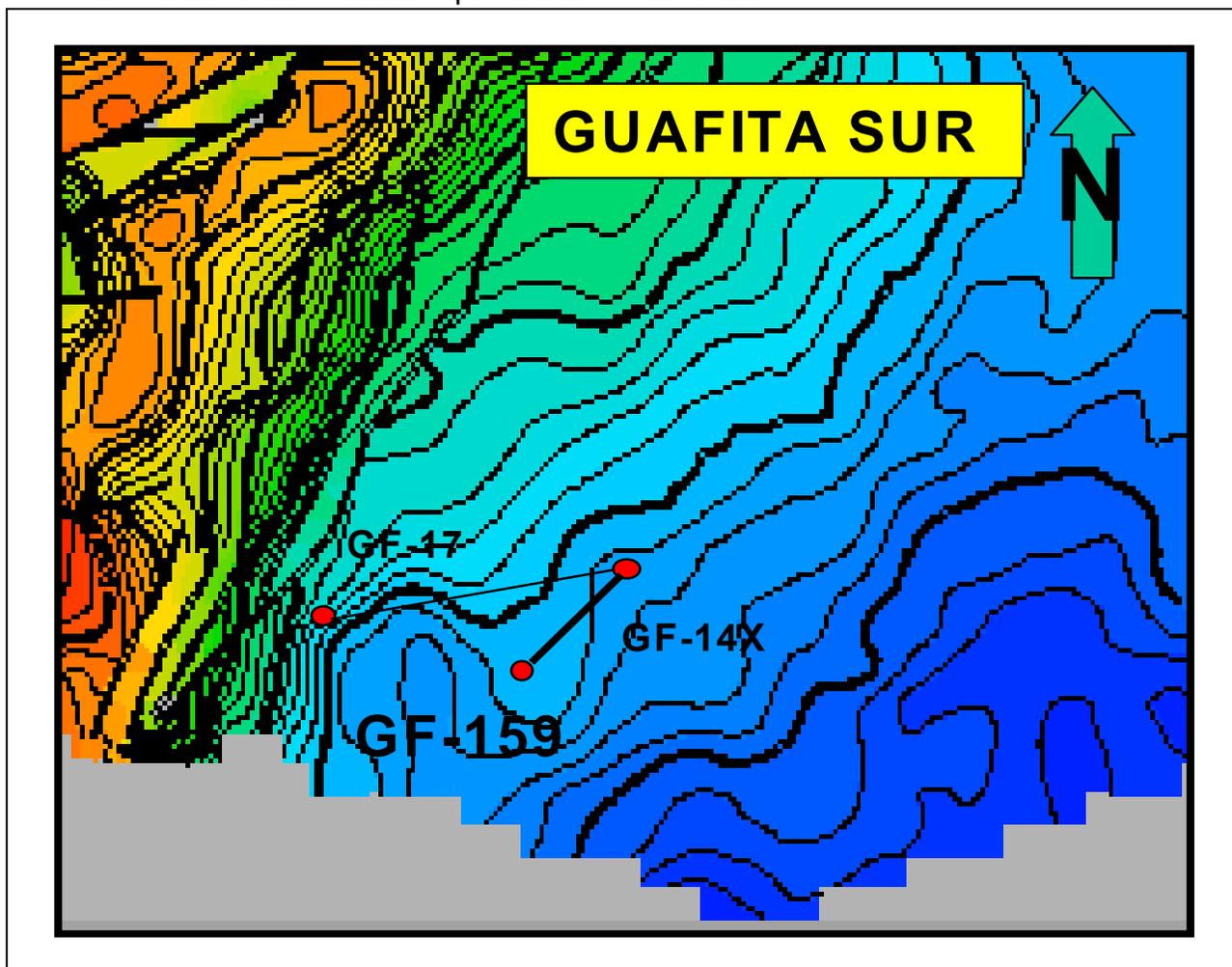


Figura 2.1 Mapa sísmico estructural al tope de G-7-2 basado en la sísmica 3D

Las coordenadas UTM de la localización al nivel de superficie y fondo (arena objetivo G-7-2) son las siguientes:

SUPERFICIE (Cluster GF-14X)		FONDO	
N: 773.397	E: 276.227,42	N: 772.895	E: 275.841

En la Figura 2.1 se observa la ubicación de la localización de acuerdo con la nueva interpretación, donde el GF-159 se encuentra ubicado al Sur – oeste del GF14X. Estructuralmente esta localización según sísmica 3D se encuentra a unos 65 pies buzamiento arriba con respecto al GF14X. Estratigráficamente la localización se encuentra en el centro de las barras de meandro de un canal que se caracterizó originalmente por inversión sísmica. Detalles adicionales se presentan más adelante dentro de los aspectos geofísicos y geológicos de esta propuesta.

3.- ASPECTOS GEOLÓGICOS

3.1.- ESTRUCTURA

En vista del bajo número de pozos alrededor de esta localización el modelo estructural de esta propuesta será descrito sobre la base de los resultados de la interpretación y análisis de la sísmica 3D, cuyos detalles son expuestos en el capítulo 4 de este informe.

3.2 ESTRATIGRAFÍA Y SEDIMENTOLOGÍA

El análisis sedimentológico realizado se hizo basándose en la información aportada por el núcleo del pozo GF-5X, al igual que información de los restantes pozos con núcleos del área de Guafita Sur: GF-26X, GF-134. Se utilizó igualmente la información obtenida para las arenas G-7, G-8, G-9 y G-10 en estudios sedimentológicos previos efectuados en el campo Guafita.

La secuencia de interés a perforarse en esta localización es, de más reciente a más antigua: G 7-2, G 7-3/4 y G 8. El intervalo G 7-2, objetivo principal del pozo GF-159, está constituido por sedimentos del Miembro Guardulio de la Formación Guafita, conjuntamente con los sedimentos de G 7-3/4. Estos depósitos constituyen el yacimiento más somero de la secuencia de las arenas de la Formación y se depositan sobre los sedimentos de G-8 del Miembro Arauca de la misma Formación Guafita. Un registro tipo para el campo Guafita Sur mostrando la forma típica de las curvas al igual que los niveles estratigráficos que atraviesa el pozo, se observan en la figura 3.2.1.

El intervalo de G 7-2 en el área tiene un comportamiento errático tanto en cuanto al lugar, como al nivel estratigráfico donde se encuentra, característico de su origen, interpretado como de canales meandriiformes. La ubicación exacta de los canales interpretados era en extremo incierto antes de realizar los procesos de inversión acústica y elástica del cubo sísmico. Estas técnicas permitieron reducir la

incertidumbre respecto a la ubicación y extensión de dichos canales de tal manera que se hizo posible esta propuesta. La explicación detallada de estas técnicas se hace en el capítulo 4, dentro de los aspectos geofísicos de esta propuesta.

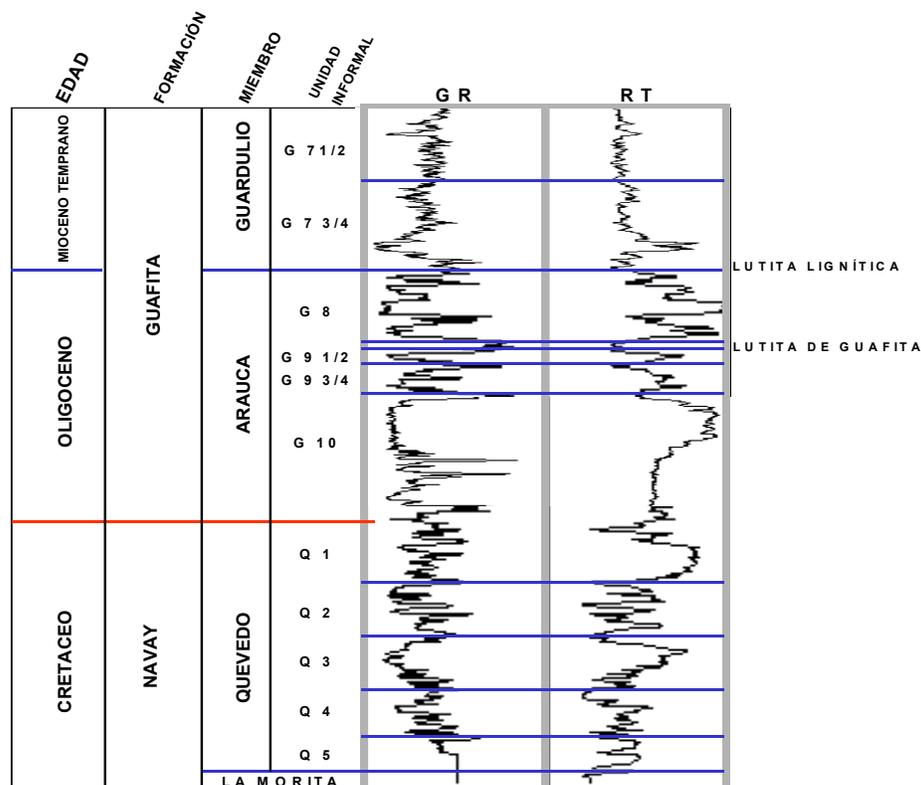


Figura 3.2.1 Registro tipo y esquema estratigráfico para el campo Guafita Sur.

La ubicación en fondo de esta localización permitirá conectar el pozo en posición más favorable con el canal, que ya fue conectado en posición marginal por el pozo GF-14X, y que no se conectó con el GF-17. Un dibujo esquemático que representa esta situación se muestra en la figura 3.2.2. En dicha figura se puede observar como se ubica la localización dentro de la barra de meandro, en la dirección en que esta migra, de manera que la probabilidad de conectar las arenas de este yacimiento es mucho mayor. Se esperan conseguir dos canales apilados en el yacimiento G 7-2 con espesores individuales entre los 14 y 20 pies, separados por un intervalo arcilloso.

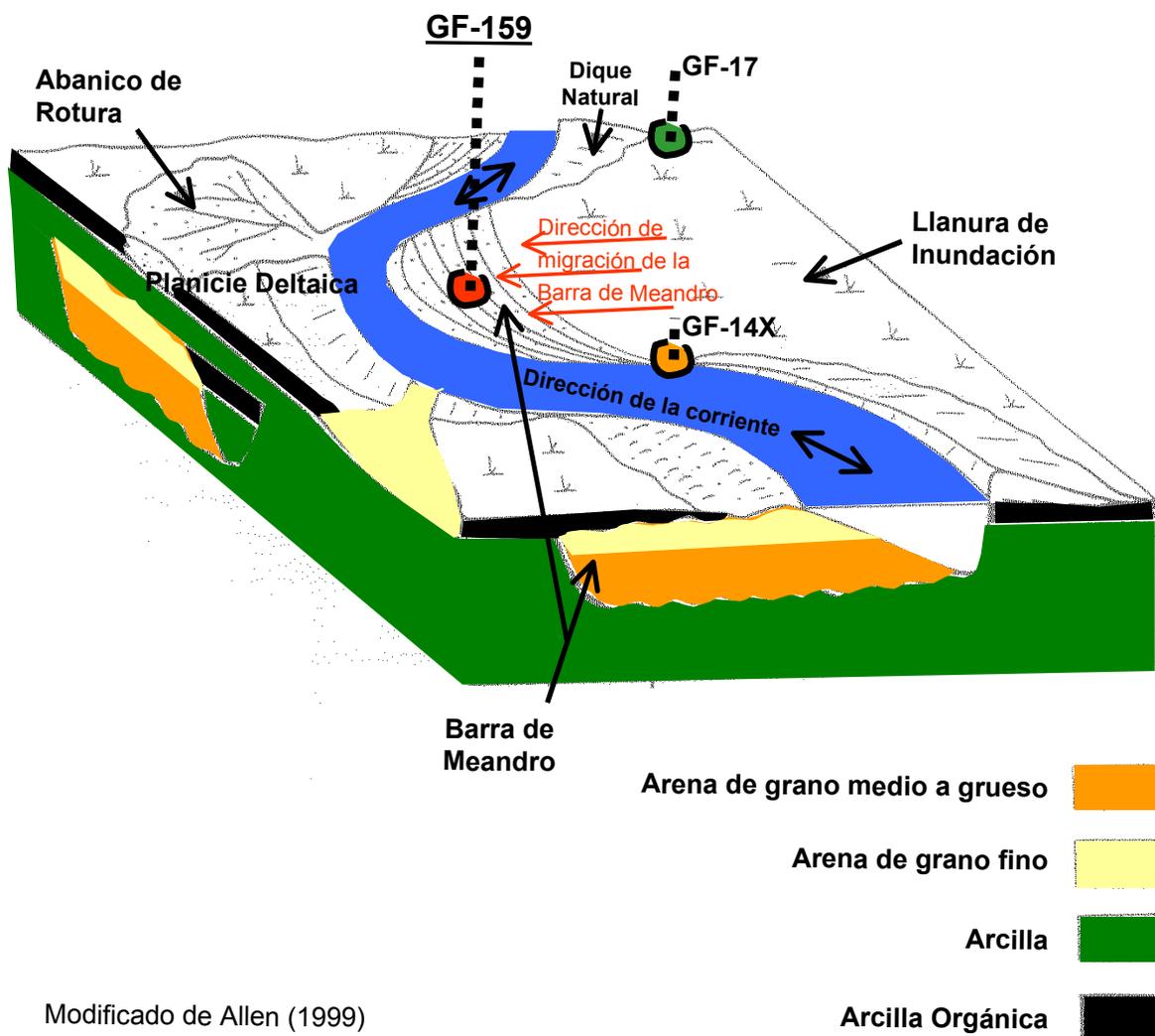


Figura 3.2.2 Dibujo esquemático del paleoambiente propuesto para esta localización

El intervalo de G 7-3/4, segundo horizonte prospectivo de la localización GF-159, presenta areniscas bien estratificadas, con un espesor promedio de arenas de 20 pies, con un rango entre 5 y 35 pies. Este intervalo presenta mejores características hacia el área a perforar por este pozo esperándose un ANT mayor a 55 pies.

El intervalo de G-8 y yacimientos infrayacente no son prospectivos en esta localización, por encontrarse por debajo del CAPO en todos ellos. Sin embargo se perforará la parte superior de G-8 hasta llegar a la profundidad total de 7450' (TVDSS). Este intervalo presenta areniscas de grano medio a grueso, con

espesores individuales de hasta 6 pies, interestratificadas con lutitas continuas y dispersas.

En la Figura 3.2.3. se muestra una sección estratigráfica con los pozos ubicados alrededor de la localización, en donde se observa la ubicación estratigráfica del GF-159 al igual que las tendencias en los espesores descritas anteriormente.

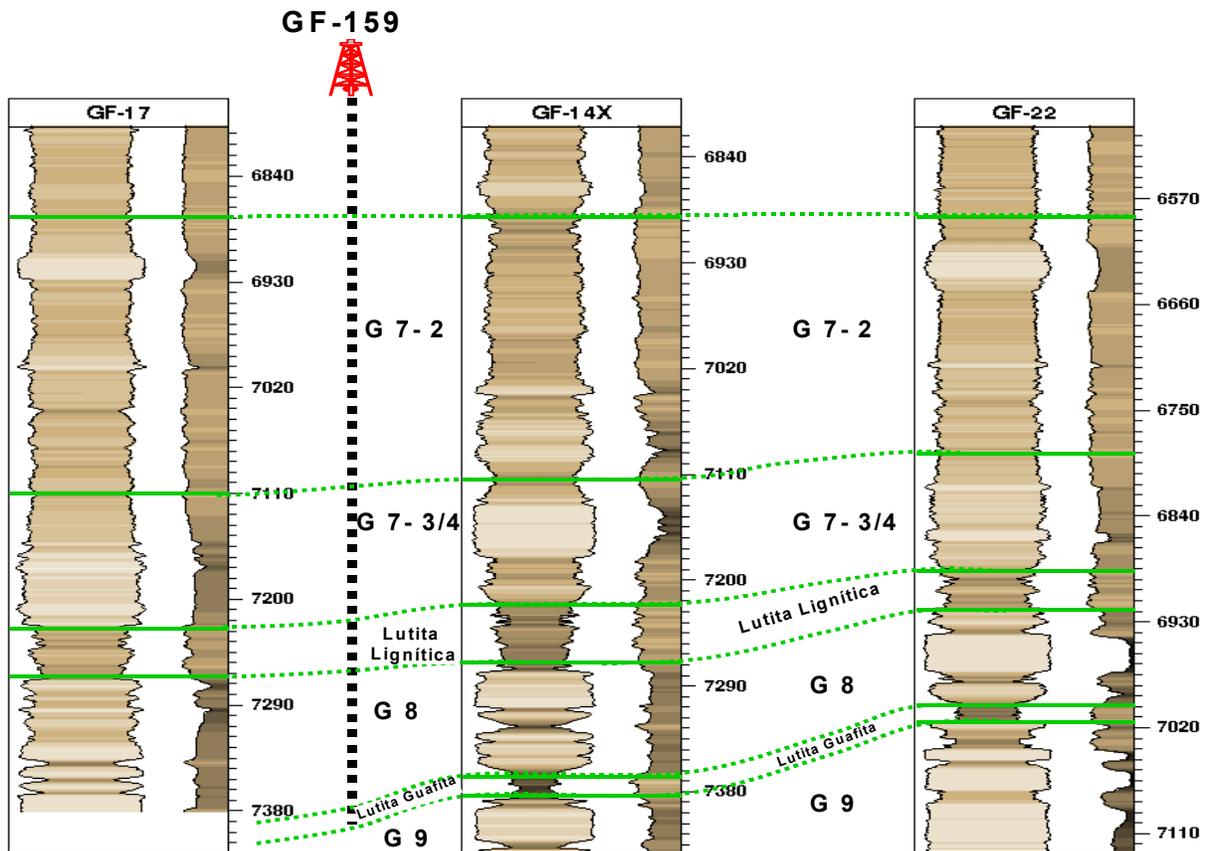


Figura 3.2.3. Sección estratigráfica

Las Figuras 3.2.4 y 3.2.5, representan los mapas de distribución relativa de facies arenosas en los pozos adyacentes al pozo propuesto para los distintos horizontes. En estas se puede observar la distribución vertical y la continuidad lateral de los estratos arenosos en las diferentes unidades. Los mapas muestran las facies arenosas, vistas de intenso color rojo, y las facies más arcillosas de color verde claro/oscuras.

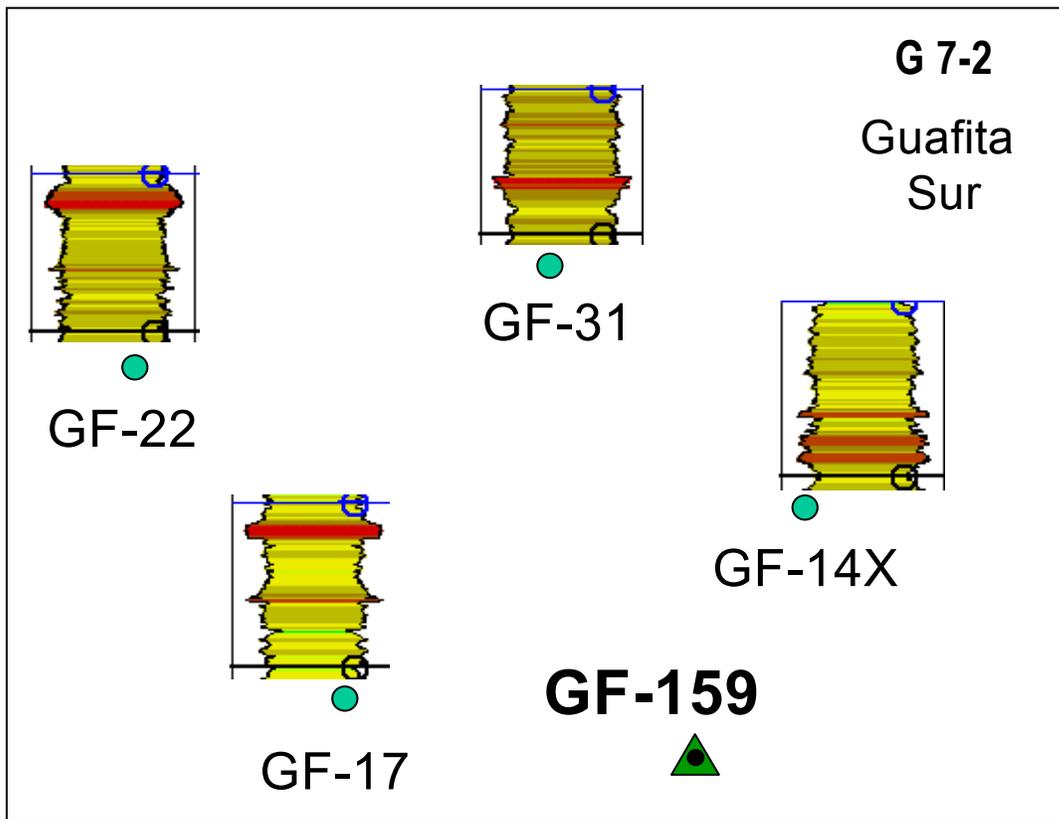


Figura 3.2.4. Mapas de abundancia relativa de facies arenosas, horizonte G 7-2

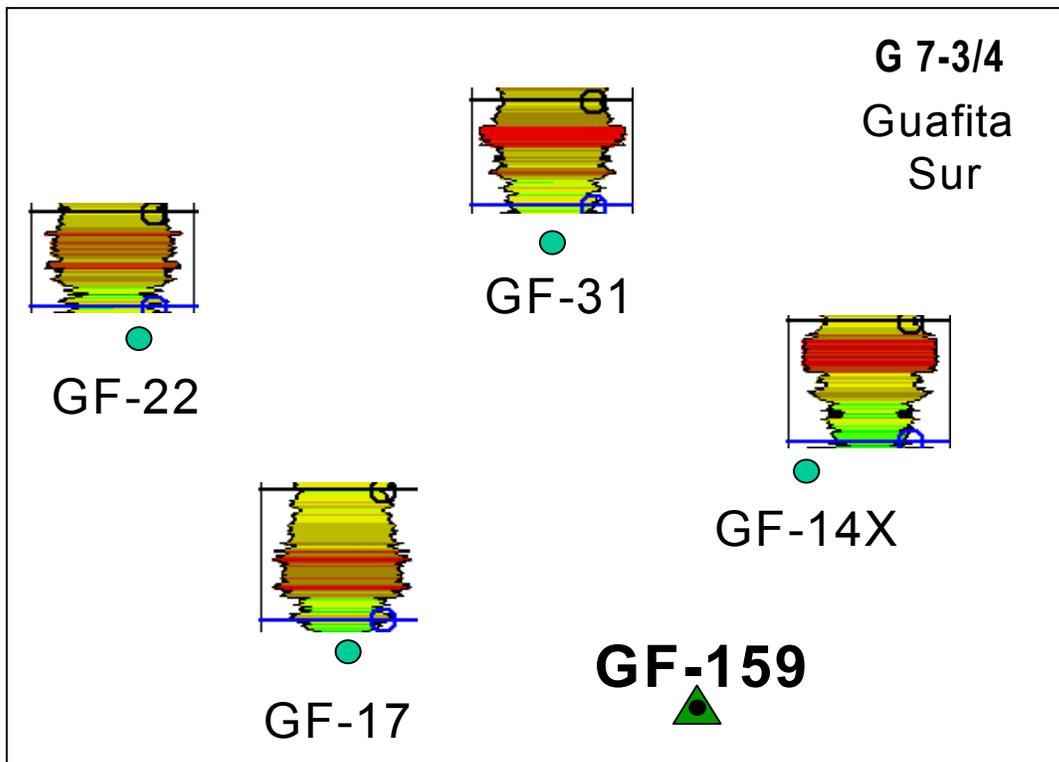


Figura 3.2.5. Mapas de abundancia relativa de facies arenosas, horizonte G 7-3/4

En la Figura 3.2.6 se muestra el perfil compuesto con la distribución vertical esperada en el punto de drenaje del pozo GF-159. Este perfil se forma con las muestras de los pozos alrededor del pozo y los intervalos esperados en dicha localización, siguiendo las tendencias de distribución areal y vertical de facies que se desprende del análisis geofísico y sedimentológico.

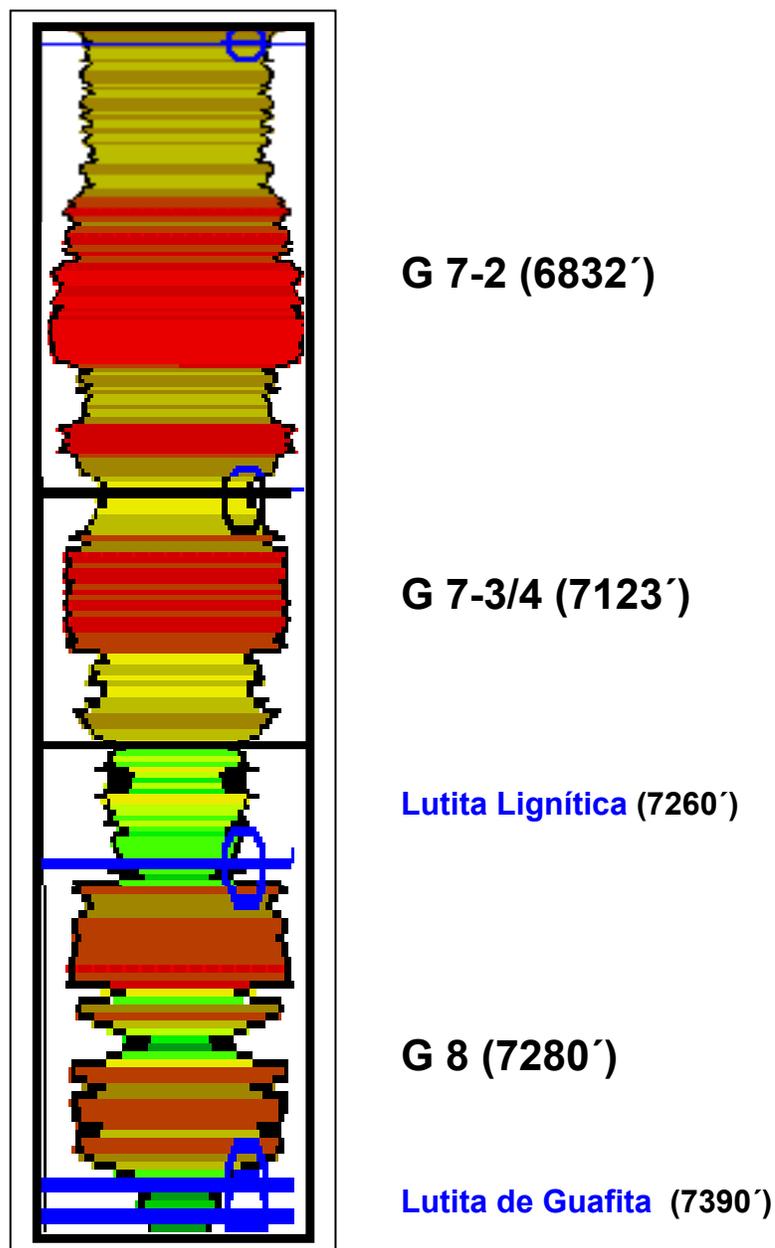


Figura 3.2.6. Perfil compuesto y topes esperados en TVDSS para la localización del GF-159

4.- ASPECTOS GEOFÍSICOS

La estructura en el campo Guafita Sur consiste de un monoclinal plegado buzando hacia el mismo sentido, limitado por el lado Norte por la falla principal Guafita - Caño Limón y por el Sur por el sistema de fallas compresivas La Yuca. El modelo estructural propuesto para el momento consiste de dos regímenes de deformación asociados los cuales se detallan a continuación.

- Régimen transcurrente-divergente (transtensional): Este régimen está asociado con el desarrollo de estructuras florales y estilos estructurales donde el elemento dominante es fallamiento transcurrente (con mayor componente de desplazamiento lateral que vertical). Se generan durante las primeras etapas de este tipo de deformación; las primeras siguen un patrón anastomosado y crean el plano de debilidad a lo largo del cual se produce posteriormente el movimiento principal. Esta falla tiene un rumbo aproximado N 55°E.
- Régimen compresivo: Caracterizado por plegamiento suave y fallamiento inverso (falla La Yuca). Esta falla tiene un rumbo aproximado N 30°E y buzamiento al noroeste.

Esta localización (GF159) nace de los resultados de un estudio sísmico, que consistió en aplicar una combinación de técnicas que permitieran una caracterización sismo-estratigráfica de los campos Guafita Norte y Sur. Para esto se desarrolló una metodología basada en la generación de volúmenes de impedancia acústica. Adicionalmente, estos volúmenes se usaron como atributo sísmico (junto a los atributos convencionales sísmicos), para entrenar al operador neuronal MLFN a predecir volúmenes de pseudo propiedades petrofísicas (porosidad y volumen de arcilla).

Con la finalidad de mejorar el contenido de frecuencia y la razón S/N del volumen sísmico apilado de Guafita antes de aplicar inversión sísmica, se procedió a

condicionar los datos sísmicos a nivel post-apilamiento mediante la aplicación de un filtro paso-banda para eliminar ruido de alta frecuencia y una deconvolución predictiva para aumentar el contenido de frecuencia antes de inversión. Fig. #4.1

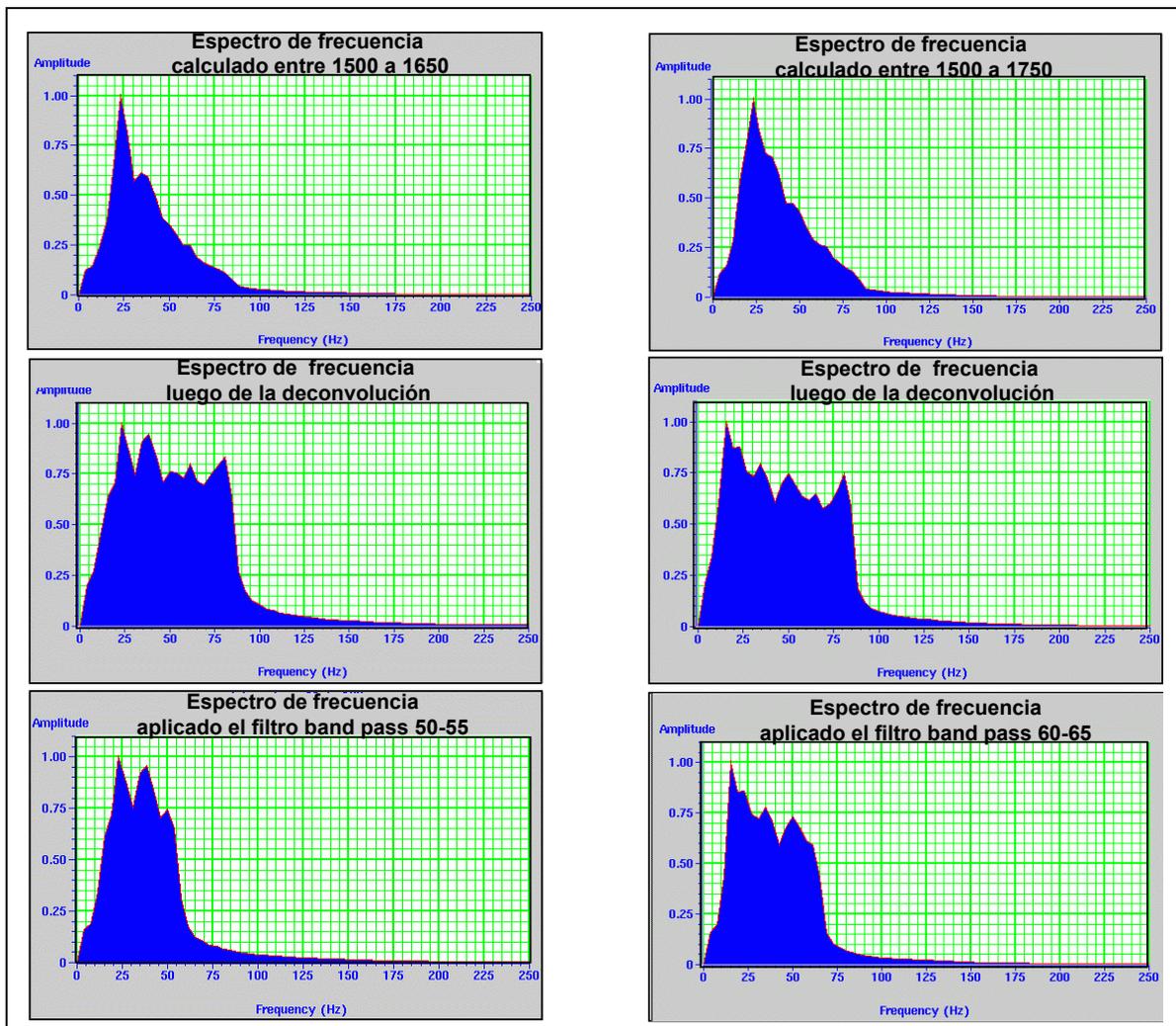


Fig. #4.1. Espectros de frecuencia con y sin deconvolución para Guafita Norte y Sur.

En la fila de la izquierda de la figura de arriba se puede observar el espectro de frecuencia para la zona de interés en Guafita Norte. Note la ganancia considerable en el espectro luego de la desconvolución (cuadro 2, fila izquierda). Parte de este contenido era ruido el cual se eliminó con un filtro pasa-banda. En la fila de la derecha se aprecia lo mismo pero para Guafita Sur.

El proceso de inversión sísmica se inicia con la generación de un modelo inicial de impedancia con carácter geológico. La construcción del modelo de impedancia se realizó con la combinación de datos de pozos (sónico y densidad) y los horizontes

sísmicos interpretados. El método de inversión 3D post-apilamiento usado es inversión basada en el modelo. Este consiste en perturbar las impedancias acústicas y los espesores del modelo inicial hasta que la traza sintética resultante de la convolución de la ondícula promedio con el registro de impedancia perturbado, sea comparable a la traza sísmica. Esta perturbación se realiza para cada traza (en impedancia) del modelo geológico y cada traza sísmica del volumen Guafita 3D. Aunque el proceso se ejecuta traza a traza se aplicó un operador “mixing” que pondera la contribución de trazas de impedancia vecinas para generar la traza invertida final. Los parámetros de la inversión se escogieron de tal forma que el error entre las trazas sintética y real fuera el mínimo posible.

Fig. #2

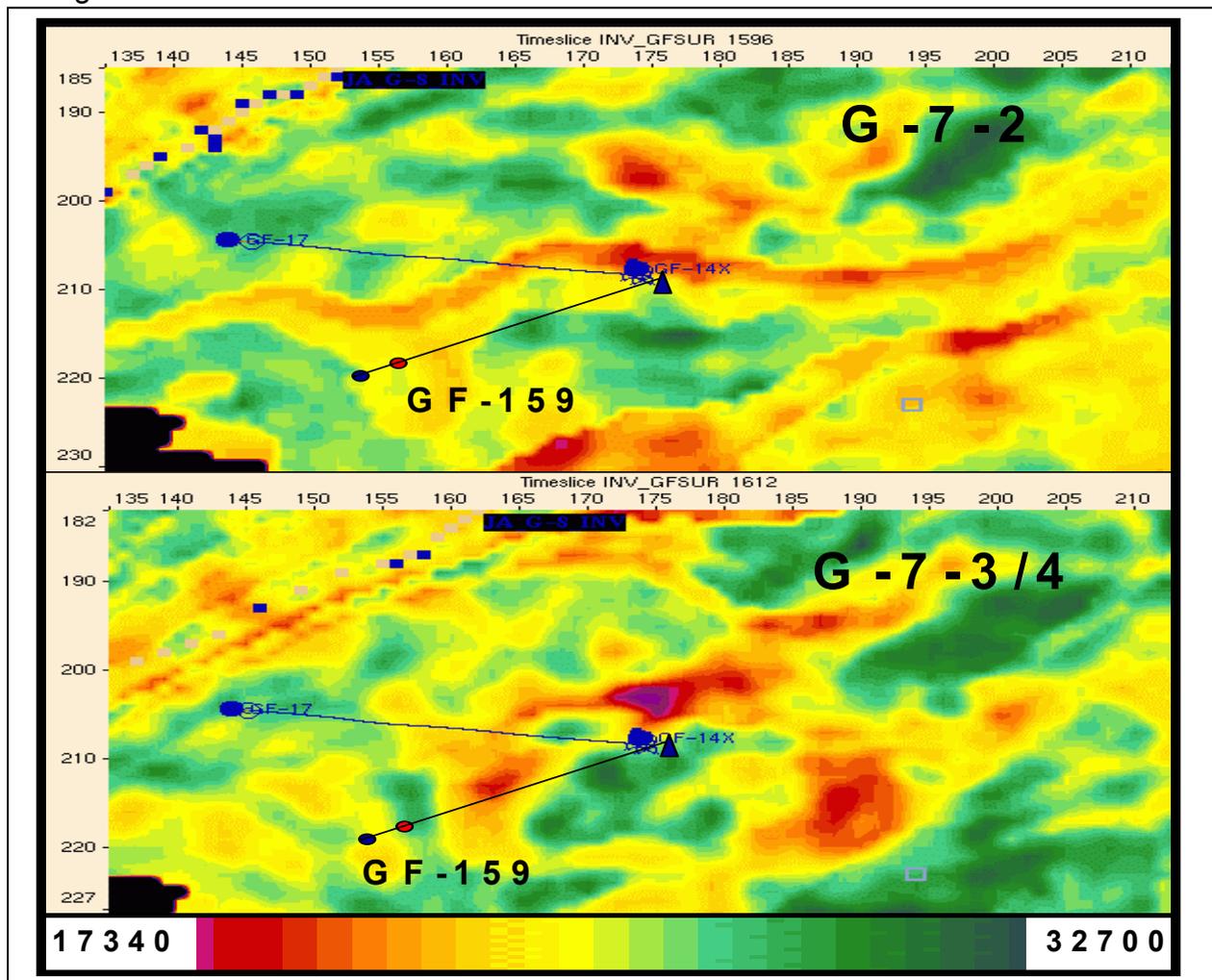


Fig.#4.2.Time-slice de las arenas de interés.

La imagen superior corresponde a un corte horizontal en la zona de interés de la arena G-7-2, donde se muestra una anomalía de impedancia acústica con la morfología exacta de canal meandriforme. La misma esta asociada a valores bajos de impedancia. Estos valores bajos podrían asociarse a buena calidad de roca, debido al comportamiento del GF14X, el cual se encuentra dentro de la mencionada anomalía. De igual forma en el corte (imagen inferior) para la G-7-3/4, se observa otra anomalía atribuible a cuerpos de arenas.

La metodología aplicada para generar propiedades de rocas usando la impedancia acústica invertida incluye la aplicación de diferentes etapas: regresión lineal simple atributo-propiedad, análisis multi-atributo y aplicación de redes neuronales.

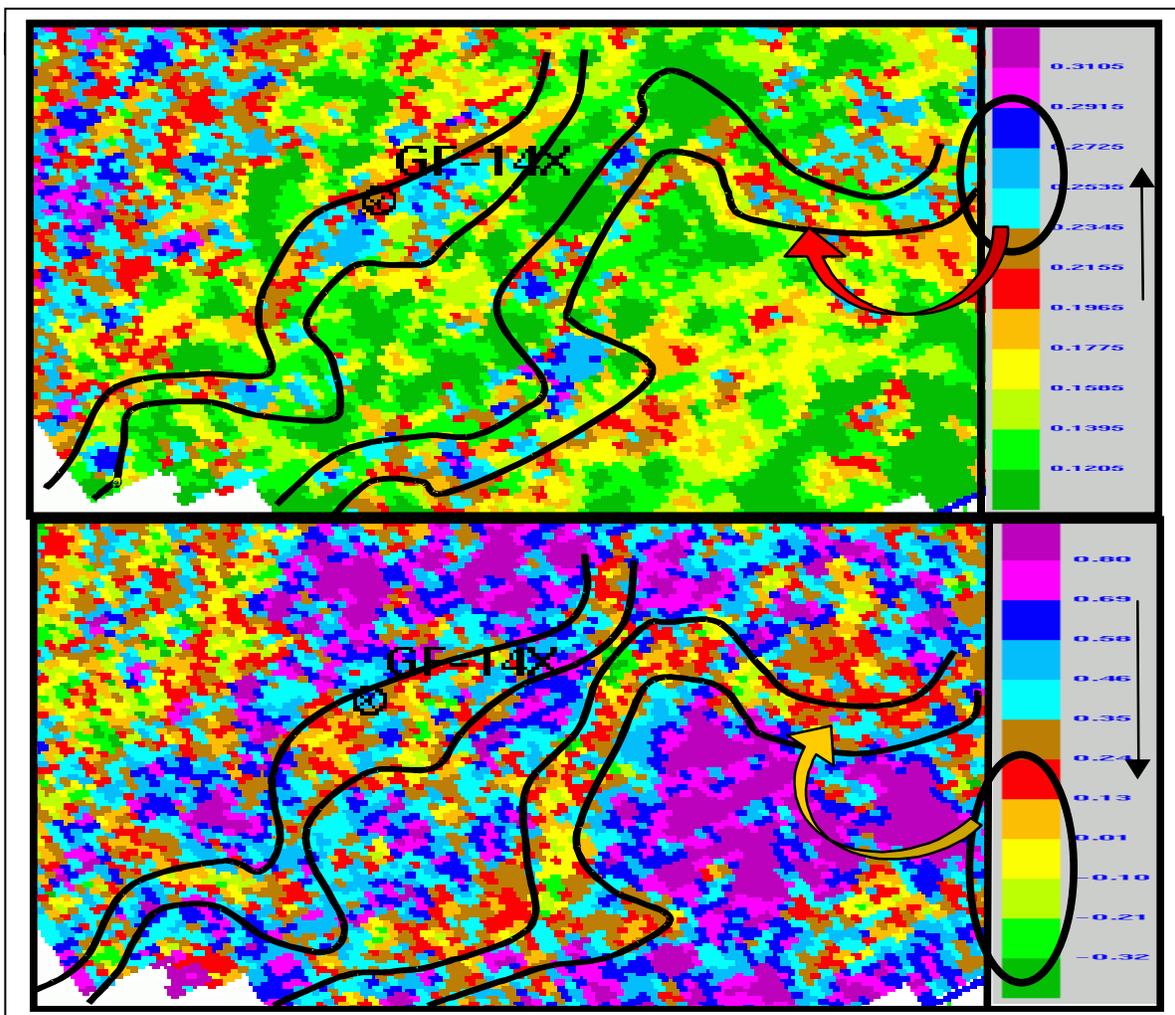


Fig.#4.3. Time slice para cubos de pseudo propiedades.

La figura representa un corte en tiempo al nivel de la arena G-7-2 (1596 ms). A este nivel el pozo GF-14X es el único pozo productor de la arena. La imagen superior muestra el corte en tiempo extraído del volumen de porosidad, mientras que la imagen inferior muestra el comportamiento de la arcillosidad (V_{SH}) para el mismo corte en tiempo usando el volumen de arcillosidad generado mediante redes neuronales. Adicionalmente, se delinea el cuerpo estratigráfico en color negro. Se evidencia que los porcentajes mayores de porosidad se encuentran distribuidos a lo largo del cuerpo. El análisis de la distribución de arcillosidad muestra que las arenas más limpias se asocian con el cuerpo estratigráfico.

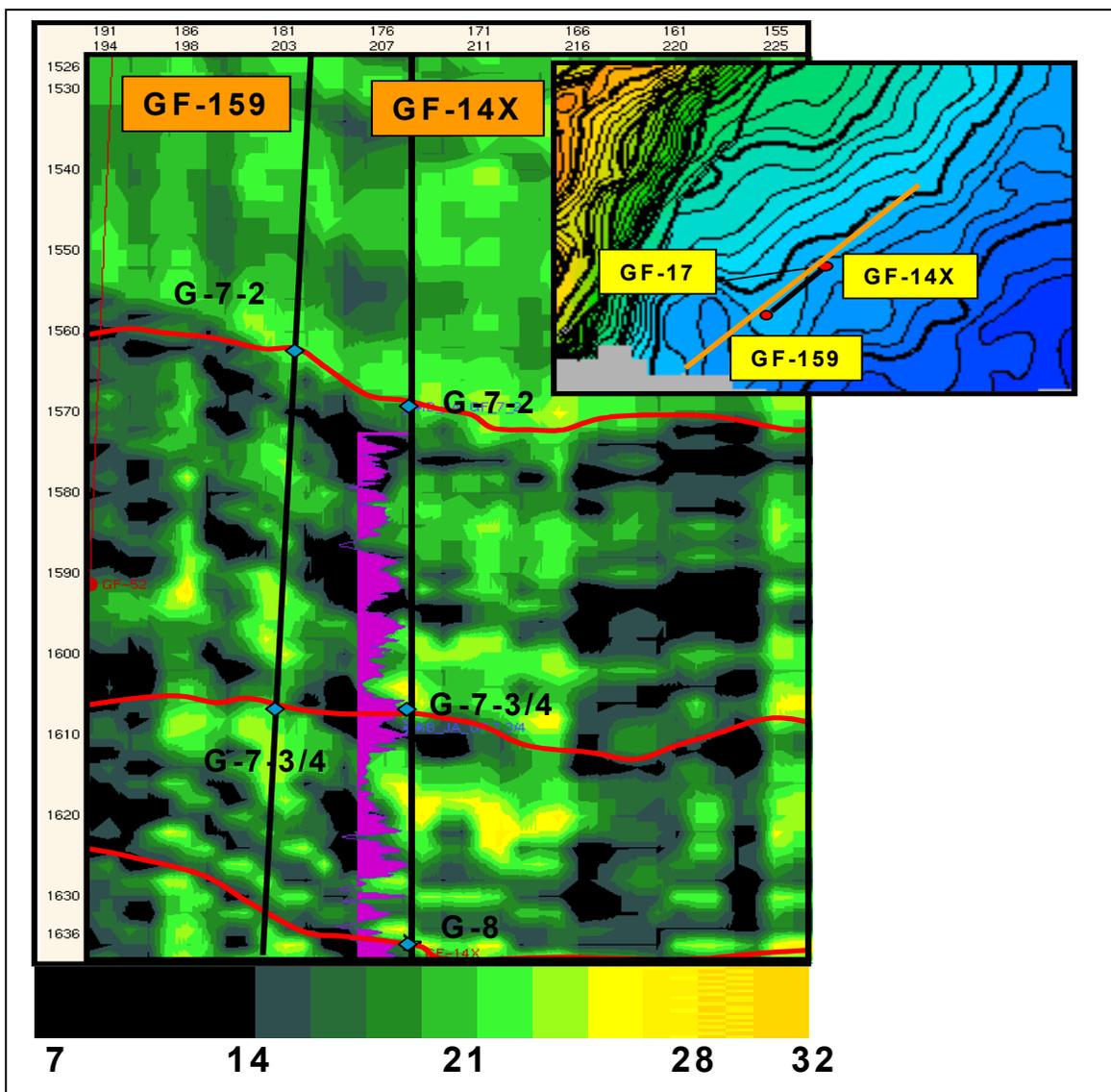


Fig.#4.4.Sección pseudo porosidad.

En la figura de arriba se muestra el match entre una sección de pseudo-porosidad en dirección GF14X y GF159 y la data dura (registro de porosidad). Note que la inflexión de la curva de valores alto corresponde en general con las zonas de alta pseudo porosidad (amarillas y verdes manzanas).

Estructuralmente se busco dentro de la anomalía en punto que al menos estuviese al mismo nivel del GF14X o parecido, sin embargo se hace la acotación de que en el área del GF14X es relativamente plana en forma general. Al Suroeste del GF14X se encontró un punto que cumplía con este requerimiento. Esta coordenada como se observa en las figuras 4.5 y 4.6 se encuentra en el tope de una pequeña estructura anticlinal local en dirección casi Oeste-Este franco, atribuible o asociada posiblemente a la compresión del sistema de fallas La Yuca, ya que no tiene continuidad lateral y su expresión por carácter sísmico no es del todo clara por problemas de resolución. Esta coordenada en profundidad se encuentra a unos 570 mts del GF14X y a unos 460 mts del GF17

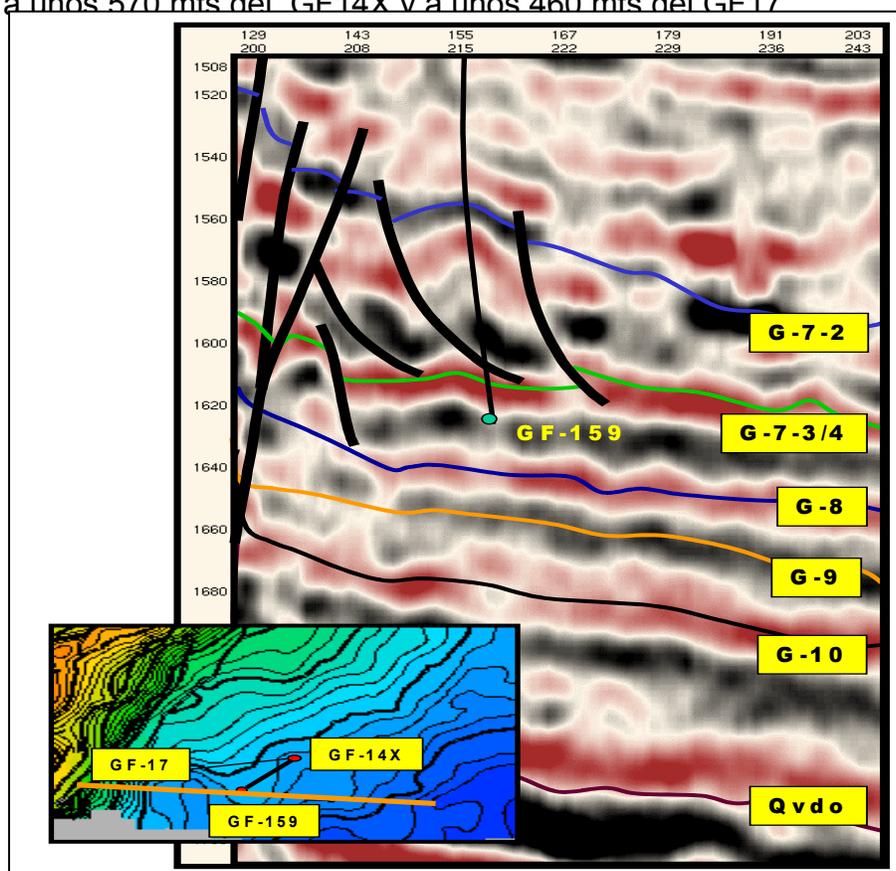


Fig.#4.5. Sección estructural en tiempo.

La figura 4.5 muestra claramente que al nivel de la arena G-7-2 se produjo un pliegue de acomodación local adjudicable a la actividad tectónica del sistema de fallas La Yuca. Esta estructura no tiene continuidad lateral, por lo cual se descarta la existencia de un sistema de fallas rampa de despeje, además de no poseer las dimensiones. Como se aprecia la localización se ubico en la parte más alta de la misma a unos 65 mts buzamiento arriba del GF14X.

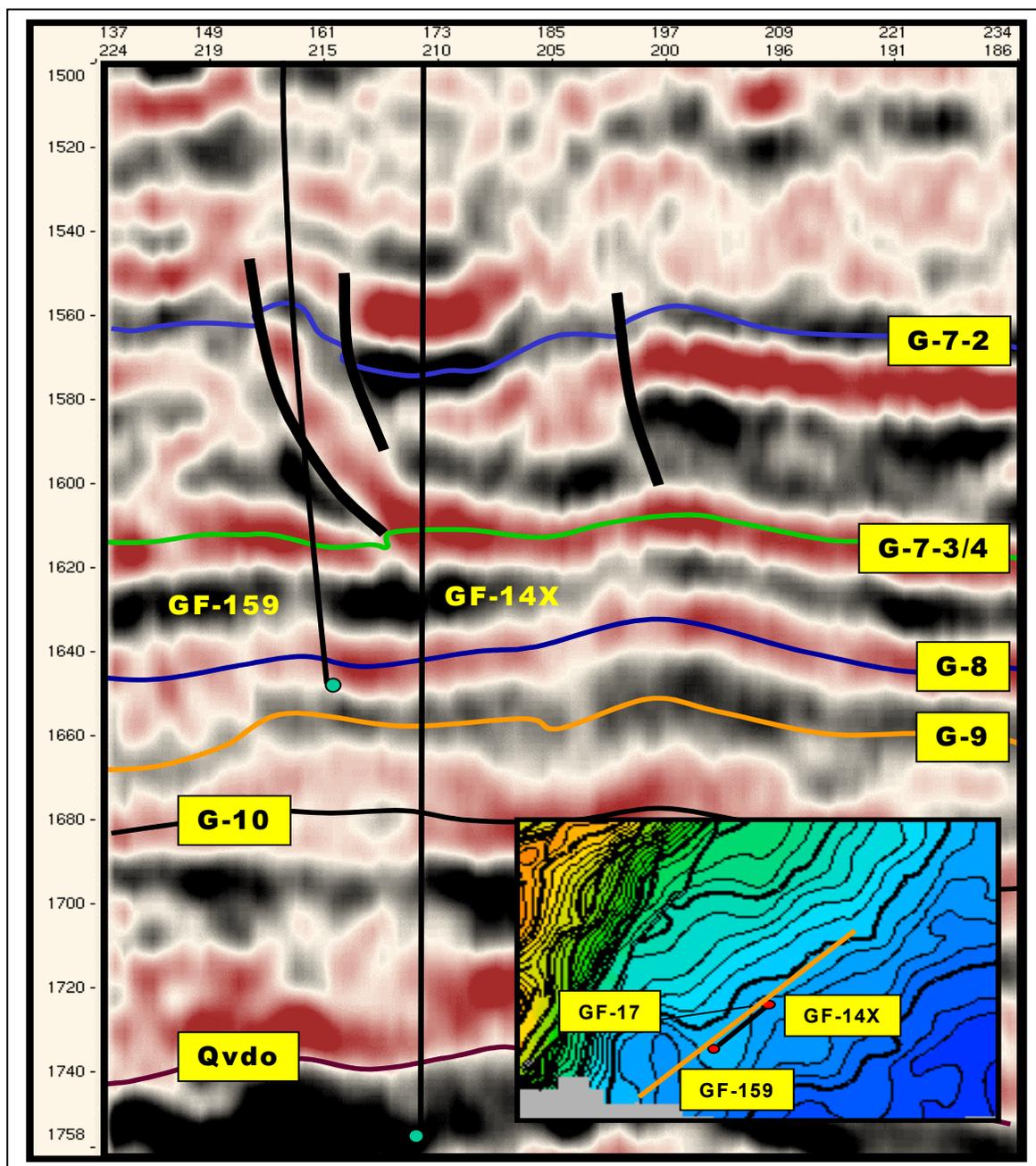


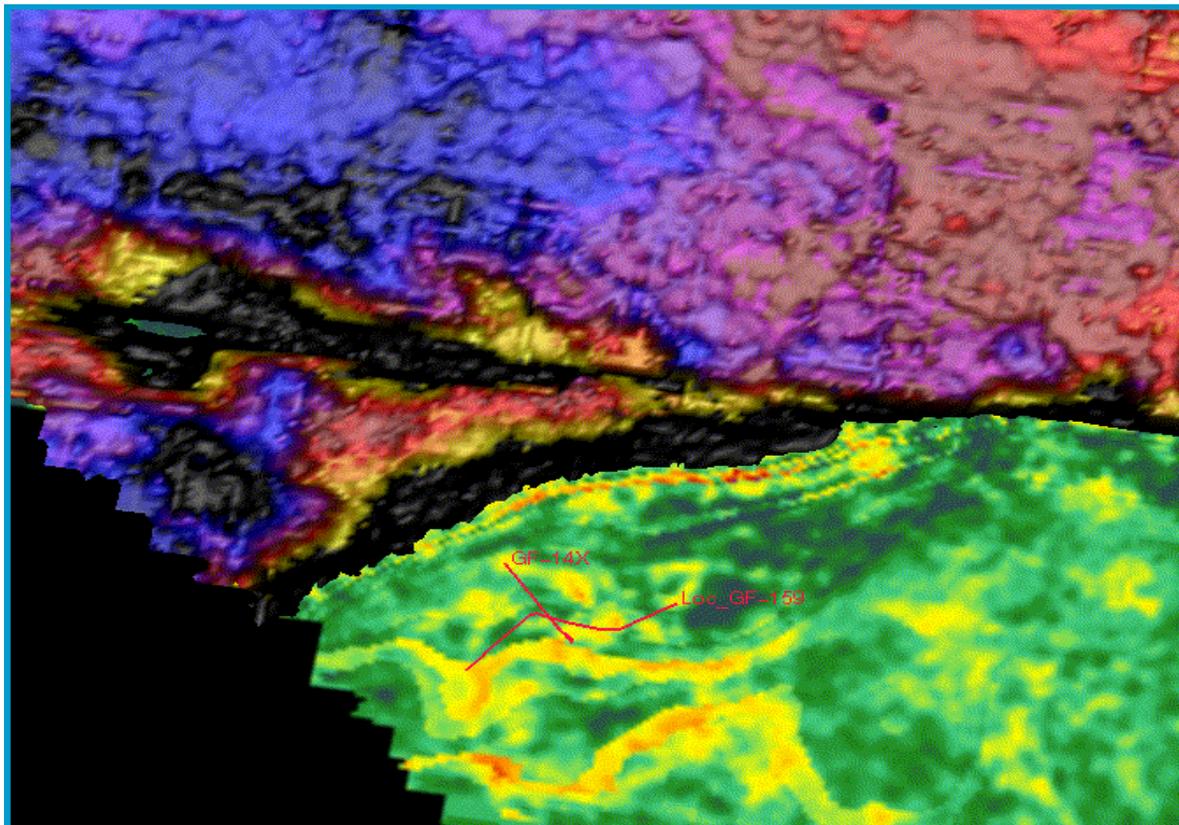
Fig.#4.6. Sección estructural en tiempo.

Aquí se observa el efecto de la estructura en otra dirección (línea naranja), donde se levanta una pequeña sección formando un pequeño montículo.

Los topes formacionales estimados en TVDSS mediante la sísmica fueron asumiendo un error de +/- 45 pies:

G-7-2= 6832
G-7-3/4=7123
G-8=7280
G-9-1/2=7400
PT= 7450

Las figuras 4.7,4.8,4.9 y 4.10 muestran diferentes vistas tridimensionales del pozo GF159 con relación al GF14X.



Fig#4.7. En esta vista 3D se puede apreciar la superficie estructural correspondiente al tope de la arena G-91/2 en colores, azules, rojos y negros seccionada por un time slice (1598) asociado al canal meandriforme, además de la trayectoria del pozo GF159.

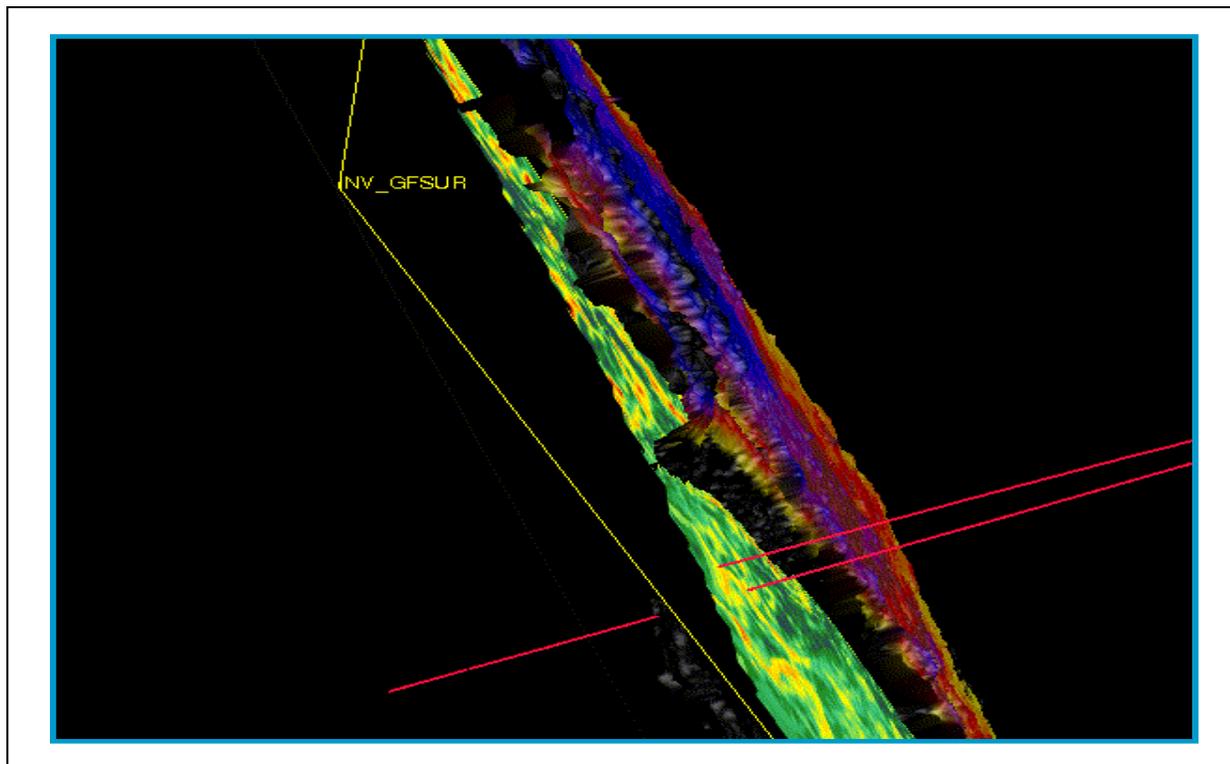


Fig.#4.8. Esta perspectiva muestra más claramente como el Time slice corta la estructura al nivel del canal meandriforme.

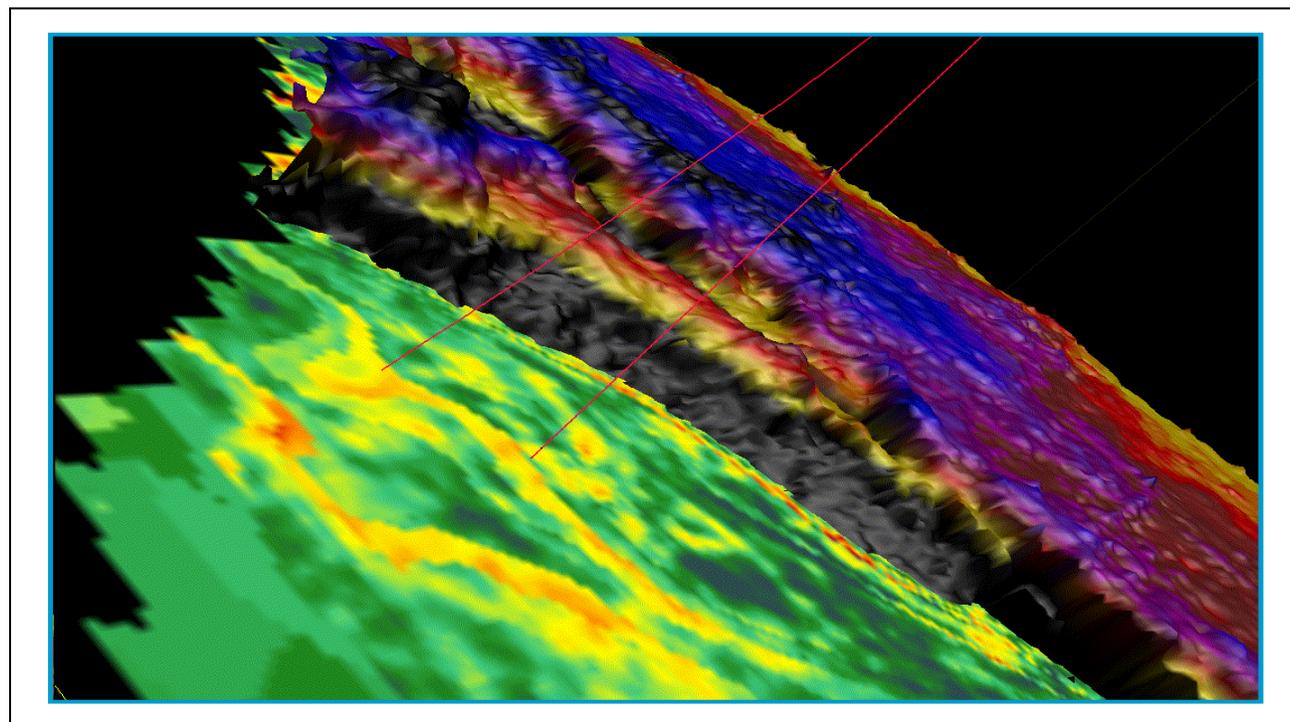


Fig.#4.9. Aquí se muestra un zoom del área de interés.

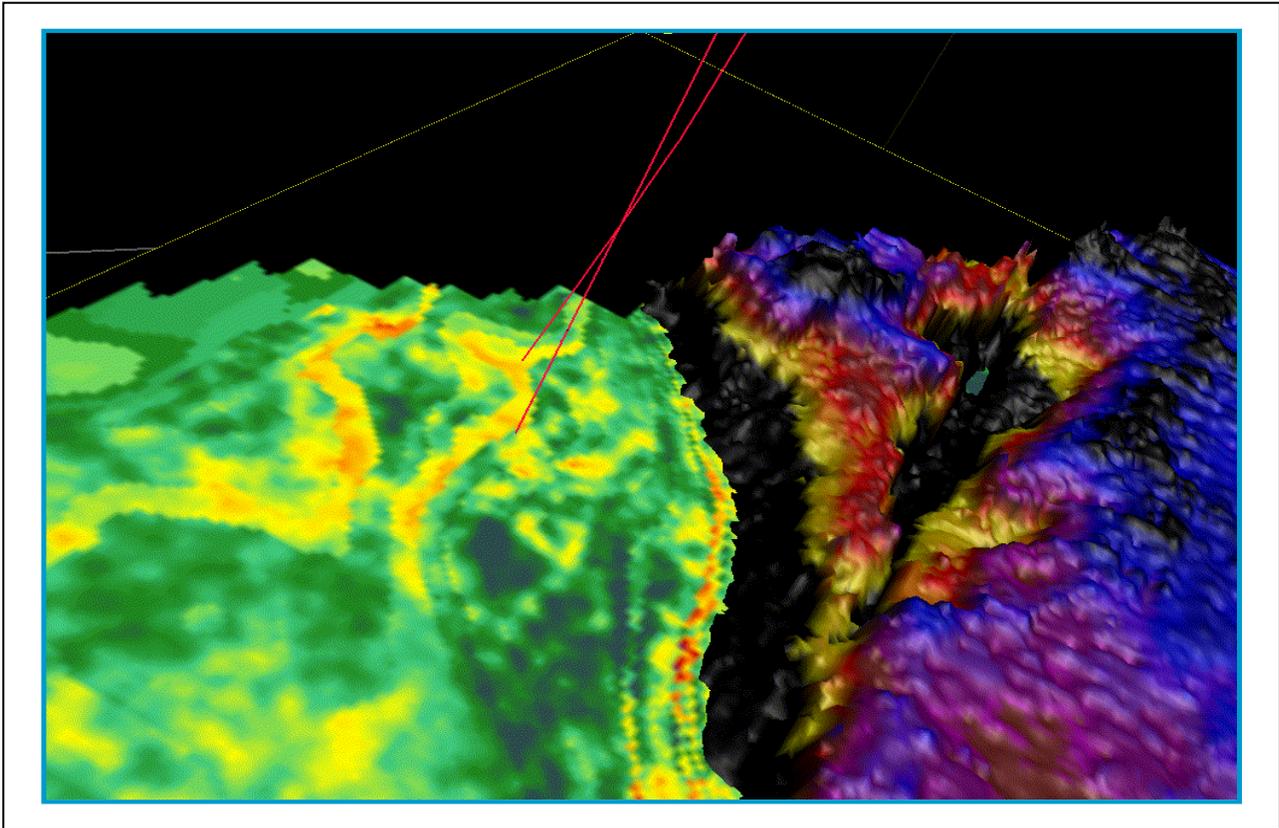


Fig.#4.10. Otra panorámica del área de interés.

En conclusión, la localización GF159 ha sido objeto de un análisis sismo-estratigráfico exhaustivo que ha cubierto desde inversión sísmica hasta redes neuronales, en donde todo apunta hacia el éxito de la misma. Adicionalmente se seleccionó el punto de coordenada estructuralmente más buzamiento arriba. Esta localización busca como objetivo principal la arena G-7-2 y como secundario la G-7-3/4.

A pesar de mostrarse más errático la continuidad de la ondícula sísmica en la zona de interés, el tope de la G-7-2 se muestra a unos 65 pies más arriba en comparación con el pozo GF-14X.

Por otro lado el diseño del pozo considera penetrar el cuerpo en dirección perpendicular a las líneas de flujo del mismo. Para esto se simuló una trayectoria con tales características sin exceder un “dog leg” de 2.7grados y una inclinación mayor de 40°. El anticollisión no mostró ninguna interferencia entre la trayectoria del pozo y los pozos vecinos.

5.- ASPECTOS PETROFÍSICOS.

5.1. EVALUACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CORTE

A continuación se describe brevemente el procedimiento para calcular los parámetros petrofísicos tomados en cuenta para determinar las propiedades de la roca del soporte técnico realizado para la localización GF-159, del Campo Guafita Sur.

1. Resistividad del agua de formación

Para la determinación de la resistividad del agua de formación se utilizó el análisis físico-químico de una muestra de agua de formación y el método Rwa. Es importante destacar que primero se hizo una evaluación por arenas, y finalmente, se determinó un promedio representativo del campo para todas las arenas.

Al promediar estos resultados se obtuvo un valor de **resistividad del agua de formación de 5.51** para todas las arenas del Campo Guafita, es importante destacar que los valores de Guafita Norte y Sur, fueron promediados juntos ya que están en un rango bastante cercano los unos de los otros, es decir, no son muy diferentes, por lo cual es válido este procedimiento.

2. Densidad de la matriz

De acuerdo a los resultados obtenidos de los análisis especiales del núcleo en los pozos GF-26 y GF-134, en las arenas G-8, G-9 y G-10, la densidad de grano (matriz) es de **2.65 gr./cc** en estas arenas, por lo tanto, se debe utilizar este valor de densidad para el cálculo de porosidad en todas las arenas "G" del Campo Guafita Sur.

3. Exponente de cementación y exponente de saturación

Al igual que la densidad de la matriz, tanto el exponente de cementación (m) como el de saturación (n) que se utilizaron para la evaluación petrofísica, fueron los valores obtenidos de los análisis especiales del núcleo del pozo GF-26; el

procedimiento para su determinación se explica detalladamente en el estudio de parámetros básicos realizado en Estudios Integrados (Luis Javier Miranda y Enrique Hung). De estos análisis se obtuvo que el valor de “m” era de **1.91** para la Formación Guafita, mientras que el exponente de saturación “n” obtenido para estas arenas “G” fue de **2.0**.

4. Porosidad

En los pozos analizados se determinó la porosidad efectiva a través de la siguiente ecuación:

$$\phi_{efect} = \sqrt{\frac{\phi_{NC}^2 + \phi_{DC}^2}{2}} \quad (1)$$

Donde:

ϕ_{efect} = Porosidad efectiva

ϕ_{NC} = Porosidad del Neutrón corregida

ϕ_{DC} = Porosidad del Density corregida

Los valores obtenidos de los registros Neutrón y Densidad se corrigen mediante las siguientes ecuaciones:

$$\phi_{NC} = \phi_{NL} - \phi_{NSh} * V_{Sh} \quad (2)$$

$$\phi_{DC} = \phi_{DL} - \phi_{DSh} * V_{Sh} \quad (3)$$

Donde:

ϕ_{NL} = Porosidad del Neutrón leída en el registro

ϕ_{NSh} = Porosidad del Neutrón leída en una arcilla

ϕ_{DL} = Porosidad del Density leída en el registro

ϕ_{DSh} = Porosidad del Density leída en una arcilla

V_{Sh} = Volumen de arcilla de cada arena determinado a través del registro de Rayos Gamma

5. Permeabilidad

La ecuación que se utilizó para determinar la permeabilidad en los pozos bajo análisis fue la correlación de Timur, esta correlación ajustó con los valores de permeabilidad observados en los núcleos del campo.

$$K = \frac{(100 * \phi_{efect})^{4.4}}{(100 * Swirr)^2} * 0.136 \quad (4)$$

6. Saturación de agua

El resultado de la saturación de agua obtenida en las arenas G-7, G-8, G9-1/2, G9-3/4 y G-10 del Oligoceno-Mioceno es mayor para el caso del modelo de Archie que para el modelo de Simandoux, según análisis de sensibilidades realizado en un estudio de parámetros básicos hecho en estudios integrados. El valor de saturación de agua obtenido de la Ecuación de Simandoux en estas arenas, coteja con la producción obtenida en los pozos evaluados, razón por la cual el modelo de Simandoux cotejó muy bien con los valores esperados de producción y corte de agua, así como acumulados de fluido para los pozos considerados en la sensibilidad hecha.

Como consecuencia de estos resultados y teniendo presente que las arenas "G" de Guafita Norte y Sur presentan en ciertos pozos una arcillosidad considerable, se decidió utilizar la ecuación de Simandoux (5), para el cálculo de la saturación de agua en los pozos analizados.

$$S_w = \left(\sqrt{\left(\frac{a * R_w}{\phi^m * R_t} \right) + \left(\frac{a * R_w * V_{sh}}{2 * \phi^m * R_{sh}} \right)^2} \right) - \left(\frac{a * R_w * V_{sh}}{2 * \phi^m * R_{sh}} \right) \quad (5)$$

5.2. RESULTADOS OBTENIDOS

Utilizando los parámetros mencionados anteriormente y toda la información existente de los pozos evaluados en el Campo Guafita Sur, en el área cercana a la localización GF-159, se llevó a cabo la evaluación petrofísica y con los resultados obtenidos se estimaron las propiedades petrofísicas para este pozo, los valores esperados en esta nueva localización son mostrados en la Tabla 5.1..

POZO	ARENA	ANP (pies)	ϕ efect (%)	Sw (%)	K (mD)
GF-159	G7-2	10	24	40	1100
GF-159	G7-3/4	28	25	36	1800

Tabla 5.1. Propiedades petrofísicas estimadas para la localización GF-159.

Como se puede apreciar en la Tabla 5.1, las propiedades petrofísicas estimadas para este pozo como arena neta petrolífera, porosidad efectiva y permeabilidad, en las arenas de la Formación Guafita justifican la perforación del mismo; las otras arenas que atravesará el pozo (G-8, G-9 y G-10) no aparecen en la Tabla 5.1 debido a que no tienen ningún interés petrolífero porque se encuentran totalmente mojadas por estar debajo del contacto agua-petróleo. En cuanto a las arenas G7-3/4 y G7-2 (objetivos de este pozo), estas han sido sometidas al drenaje del pozo GF-14X en los últimos años, según se explica en los aspectos de yacimientos, el cual es el único pozo cercano a esta nueva localización.

Por otra parte, los registros tomados en el pozo GF-14X muestran un comportamiento un tanto diferente a lo observado en el resto de los pozos del campo en las arenas G7-2 y G7-3/4, por lo que se recomienda la toma de un juego completo de registros en el hoyo de producción, tal como aparece en el programa de registros, donde un registro de **resonancia magnética nuclear** combinado con registros de resistividad y de porosidad, nos será de mucha utilidad para una mejor caracterización petrofísica de los yacimientos del campo. Con esto se obtendrá una interpretación más acertada sobre las propiedades de la roca y la

distribución actual de los fluidos, así como también servirá para definir la completación definitiva del pozo y agregar más valor al poder visualizar posibles intervalos que con los registros convencionales no serían vistos. Por otro lado, esta es una zona que ha sido drenada por un pozo y las arenas inferiores de la Formación Guafita (G-8, G-9 y G-10) presentan alta saturación de agua por lo que dicho registro juega un papel importante para discriminar zonas con agua movable.

Se sospecha de una saturación de agua irreducible alta en los yacimientos objetivos hacia esta zona del campo (lo cual solo puede constatarse con análisis de núcleo o en su defecto, se podría estimar con un registro de resonancia magnética), esto explicaría desde el punto de vista petrofísico el porque de un corte de agua bajo y constante a lo largo del tiempo con una saturación de agua inicial alta (Ver comportamiento de producción del pozo GF-14X en los aspectos de yacimientos).

Debido a las características de las arcillas presentes en el área y por su tendencia a derrumbarse, identificada en la perforación de pozos anteriores (GF-144), se usará un lodo base aceite, por lo que el registro de resistividad a usar será un inducción de alta resolución. Los otros registros programados (Densidad de Formación, Neutrón, Resonancia Magnética, Rayos Gamma y Presiones) no son afectados por el tipo de lodo usado, por lo que se tomarán sin ningún inconveniente.

Es importante aclarar que la estimación de la saturación de agua se hizo a partir de registros de pozos vecinos, los cuales tienen varios años de haberse corrido: GF-14X, 17, 31. La distribución estimada de los fluidos se determinará con la simulación del Campo Guafita Sur, la cual arrojará los valores actuales de saturación de agua y petróleo para cada pozo y su evaluación en el tiempo, sin embargo, debemos tomar en cuenta que esta es una zona que solo ha sido drenada por el pozo GF-14X, el cual se encuentra más bajo estructuralmente que esta nueva localización (Ver aspectos geofísicos), por lo que debido al esquema

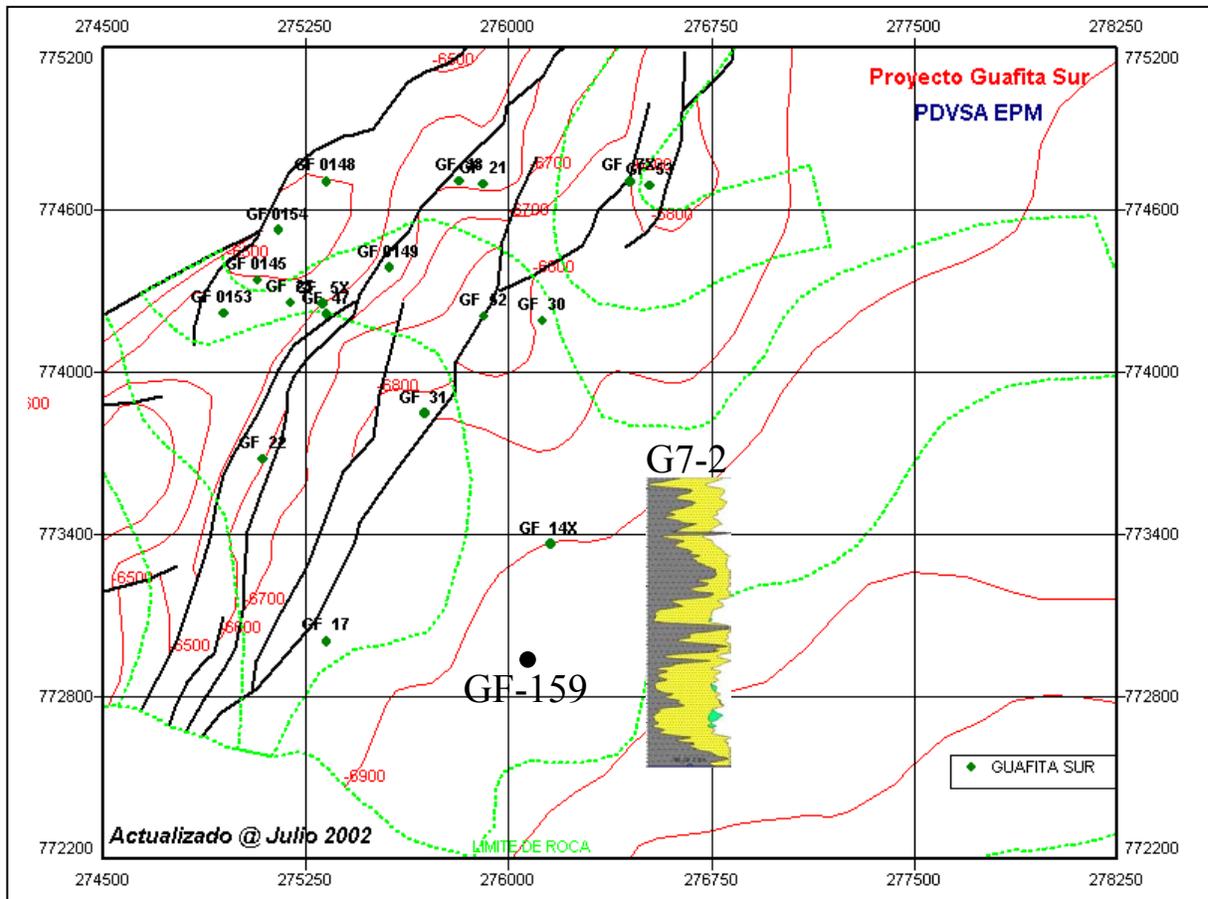


Figura 5.2. Distribución de minerales y fluidos esperados en la arena G7-2, de la Formación Guafita, en el área de la localización GF-159

5.3. PROGRAMA DE REGISTROS DEL POZO GF-159

El programa de registros que se correrán en el pozo GF-159 será el que aparece en la tabla 5.2.

REGISTRO	ESCALA	INTERVALO
Registro de Inducción (Investigación Profunda y Somera) – Rayos Gamma	1:200	7300' – 8300'*
	1:500	7300' – 8300'
RHOB-Neutrón-GR- Caliper	1:200	7300' – 8300'
	1:500	7300' – 8300'
Resonancia Magnética Nuclear	1:200	7300' – 8300'
	1:500	7300' – 8300'
Presiones y Muestra de Fluido para PVT	1:200	7300' – 8300'
	1:500	7300' – 8300'

Tabla 5.2. Programa de registros del pozo GF-159

El estimado de la profundidad medida se realiza a partir de la trayectoria estimada para el pozo y de acuerdo a lo observado en el pozo GF-14X, cercano a esta nueva localización.

P.F.* La profundidad final estimada es 8300' pies (M.D.) a partir de la trayectoria planificada del pozo.

La configuración de las corridas en que se bajarán las herramientas y el número de corridas, se decidirá una vez seleccionada la empresa, con la cual se harán las sensibilidades de acuerdo a las características del hoyo, para obtener la información con la mayor calidad posible.

Los registros deben presentarse en escala lineal excepto el de Resistividad que será en escala logarítmica.

Las escalas de las curvas serán las mostradas en la tabla 5.3.

Curva	Escala
Rayos Gamma	0 – 200 API
Resistividad	0.2 – 2000 ohm-m
Densidad de Formación	1.9 - 2.9 gr/cc
Neutrón	45 – (-15) Matriz Arenisca (2.65)

Tabla 5.3. Escala de curvas de los registros del pozo GF-158

La sección repetida de todos los registros debe hacerse en un intervalo prospectivo de la Formación Guafita. y todos los registros se correrán a hoyo abierto (8 ½ pulgadas) y el lodo será base aceite.

La información de todos los registros debe estar en profundidad con el registro de Resistividad-Rayos Gamma. y deben enviarse las cintas en formato LIS o DLIS a la UAC Barinas en Cinta o CD, una vez que se hayan corrido todos los servicios así como imágenes de los servicios en formato TIFF, CGM o PDS.

Para el Registro de Resonancia Magnética Nuclear debe entregarse: La data cruda antes del procesamiento, los resultados digitales del procesamiento, los resultados gráficos del procesamiento, los parámetros del procesamiento deben estar incluidos tanto en las entregas digitales como en las copias analógicas, los archivos gráficos digitales de los resultados (CGM-PDS-TIFF), además de la interpretación del registro, con su respectivo informe.

Para el Registro de Presión debe entregarse: La data cruda antes del procesamiento, los resultados digitales del procesamiento, los resultados gráficos del procesamiento, los parámetros del procesamiento deben estar incluidos tanto

en las entregas digitales como en las copias analógicas, los archivos gráficos digitales de los resultados (CGM-PDS-TIFF), además de la interpretación del registro, con su respectivo informe.

Finalmente deben entregarse las cintas a la UAC Barinas con todas las curvas en profundidad con el registro de Resistividad y Rayos Gamma (Rayos Gamma, Resistividades, Densidad de Formación, Neutrón, Cuentas del Neutrón, Corrección del Densidad, PEF, Conductividad, Caliper, Curvas de Tensión, etc.) y los datos del cabezal del registro suministrados por el cliente.

6.- ASPECTOS GEOMECÁNICOS

Previo a la perforación del pozo GF-159, es importante identificar los posibles problemas que se puedan presentar durante la perforación. Se revisaron las carpetas de los pozos GF-17 Y GF-14X. En el pozo GF-14X se presentaron problemas de arrastres a una profundidad de 6265' hasta 6648' de 40 Mlbs, no se presentaron ningún tipo de riesgos. En el pozo GF-17 se presentó poco arrastre a 4919', se consiguieron 60' de relleno entre 6076'-6136', 7715'-7815'. Estos tipos de riesgos posiblemente pudieran presentarse durante la perforación del pozo GF-159. En esta área se han realizado ensayos especiales de laboratorio para determinar la resistencia mecánica de la roca y el drawdown crítico. La información geomecánica fue obtenida de ensayos de resistencia mecánica del pozo GF-26 al nivel de las arenas G-9. También existe información muy limitada de un registro de imágenes que tiene un solo "breakout" y pocas fracturas naturales parcialmente abiertas, lo cual pudiera ser utilizado para la determinación de las direcciones de esfuerzos horizontales. La información existente no permite determinar las magnitudes de los esfuerzos principales en los campos Guafita Norte y Guafita Sur. Para ello es necesario realizar pruebas de campo, tales como: minifrac, microfrac ó prueba extendida de integridad (extended leakoff test). El drawdown crítico se ha determinado directamente en el laboratorio por medio de dos ensayos TWC (Thick Wall Cylinder) donde uno dio valores máximos de 350 lpc y el otro fue casi cero (casi no acepta drawdown). Indirectamente el drawdown crítico se ha estimado por medio de correlaciones con ensayos de laboratorio y el mismo se encuentra entre cero y 300 lpc. Debido a esto se recomienda calcular el drawdown que producen las nuevas bombas electrosumergibles de alta capacidad y mantener el drawdown crítico producido por dichas bombas por debajo de 300 lpc; de lo contrario, se puede correr el riesgo de arenar los pozos nuevos. Este número de drawdown crítico pudiera ser incrementado si se realizan ensayos de laboratorio sobre núcleos geológicos nuevos en la zona completada y teniendo un registro sónico de tren de ondas completas. También se recomienda implantar los procedimientos de mediciones de cantidad de sólidos (libras sólido por 1000 barriles producidos) para este y todos los pozos de interés, lo que servirá para tener valores cuantitativos y

con el tiempo poder así monitorear la producción de arena de los pozos y adicionalmente permitirá determinar el drawdown crítico.

A partir de registros sínicos del tren de onda completa, se han determinado los valores de los módulos elásticos dinámicos. Estos valores se presentan en las tablas adjuntas. En las tablas 6.1, 6.2 y 6.3 se pueden comparar los diferentes valores de los parámetros elásticos dinámicos para las formaciones principales.

Actualmente no existe información geomecánica disponible para estimar la dirección de los esfuerzos principales en el campo Guafita Sur y Norte por lo que se debe inducir por evidencias secundarias. Según V.V.A. consultores la única información existente sobre direcciones de esfuerzos la constituye el registro de imágenes tipo STAR del pozo GF-64 que combina imágenes resistivas con imágenes acústicas. La identificación e interpretación de rasgos en el registro STAR del pozo GF-64 fue realizada por la empresa Western-Atlas y aquí se utilizan dichos datos. La empresa Western-Atlas identifica un solo breakout a una profundidad de 8100 pies, pero también identifica varias fracturas naturales parcialmente abiertas.

MODULO DE YOUNG E (MMLPC)					
GUAFITA NORTE					
POZO	G-7	G-8	G-9-1	G-9-2	G-10
GF-41			3.0915		3.5635
GF-49			2.2694	3.3501	2.2738
GF-87			2.7761	2.6449	2.8522
GF-109			2.7532	2.9476	1.9954
GUAFITA SUR					
GF-21					
GF-132	2.2645	2.9631			
GF-134		2.8509	2.8345		
GF-136			2.7759	2.7759	3.3281

Tabla 6.1. Valores típicos del Módulo de Young para los Campos Guafita Norte y Sur

MODULO DE RÍGIDEZ G (MMLPC)					
GUAFITA NORTE					
POZO	G-7	G-8	G-9-1	G-9-2	G-10
GF-41			1.2681		1.3955
GF-49			0.8682	1.4033	0.9358
GF-87			1.0849	1.0369	1.1079
GF-109			1.0553	1.1259	0.7193
GUAFITA SUR					
GF-21					
GF-132	0.8387	1.1038			
GF-134		1.1361	1.1297		
GF-136			1.0913	1.0913	1.3338

Tabla 6.2. Valores típicos del Módulo de Rigidez para los Campos Guafita Norte y Sur.

RELACIÓN DE POISSON					
GUAFITA NORTE					
POZO	G-7	G-8	G-9-1	G-9-2	G-10
GF-41			0.2203		0.2233
GF-49			0.3102	0.2069	0.2241
GF-87			0.2750	0.2648	0.2826
GF-109			0.2686	0.2984	0.3180
GUAFITA SUR					
GF-21					
GF-132	0.2694	0.2497			
GF-134		0.2548	0.2547		
GF-136			0.2773	0.2773	0.2534

Tabla 6.3. Valores típicos de la Relación de Poisson para los Campos Guafita Norte y Sur.

Este único breakout pareciera indicar que el esfuerzo horizontal mayor tiene un azimut de 130° , lo cual es cuasi-perpendicular a la falla Caño Limón que divide a Guafita Norte de Guafita Sur.

Posiblemente se estén generando problemas con los empaques con grava debido a la migración de finos o el porcentaje de arcilla movable (caolinita), los esfuerzos que están actuando sobre la grava y la manera como se está realizando el empaque en posición de circulación o forzamiento. En estos momentos debido a los bajos IP y fallas que han presentado algunos de los trabajos de empaque con grava, se está realizando un nuevo diseño, en el cual se están modificando las variables: grava de mayor resistencia al esfuerzo de corte (carbolite/carbopro), utilizar un preflujado que estabilice la arcilla movable (caolinita) y la posición de cómo se realizara el empaque forzamiento o circulación, esto dependiendo de las presiones encontradas.

6.1 ANÁLISIS DE LA ESTABILIDAD DE HOYO

Es importante garantizar la estabilidad del hoyo mediante un análisis teórico del comportamiento de la onda compresional en las arcillas a lo largo de toda la sección. La idea principal es determinar zonas de presiones anómalas en las lutitas, lo cual ayudará en el diseño de los revestidores en el pozo. Se llevó a cabo un análisis del tren de compactación normal en las lutitas en el pozo GF-5X, el cual presentaba el registro sísmico (onda compresional) desde superficie, como se observa en la figura 6.4 y 6.5. En estas figuras no se evidencia la presencia de zonas anómalas de presión en las lutitas, observándose un tren de compactación normal. Este análisis se hizo previo a la perforación del pozo GF-145, lo cual ayudó a comprobar que no hubo cambios abruptos en la densidad del lodo, usando para este pozo una ventana de densidad de lodo promedio de 9.5 lpg (aceite mineral), perforándose el hoyo sin problemas en las lutitas.

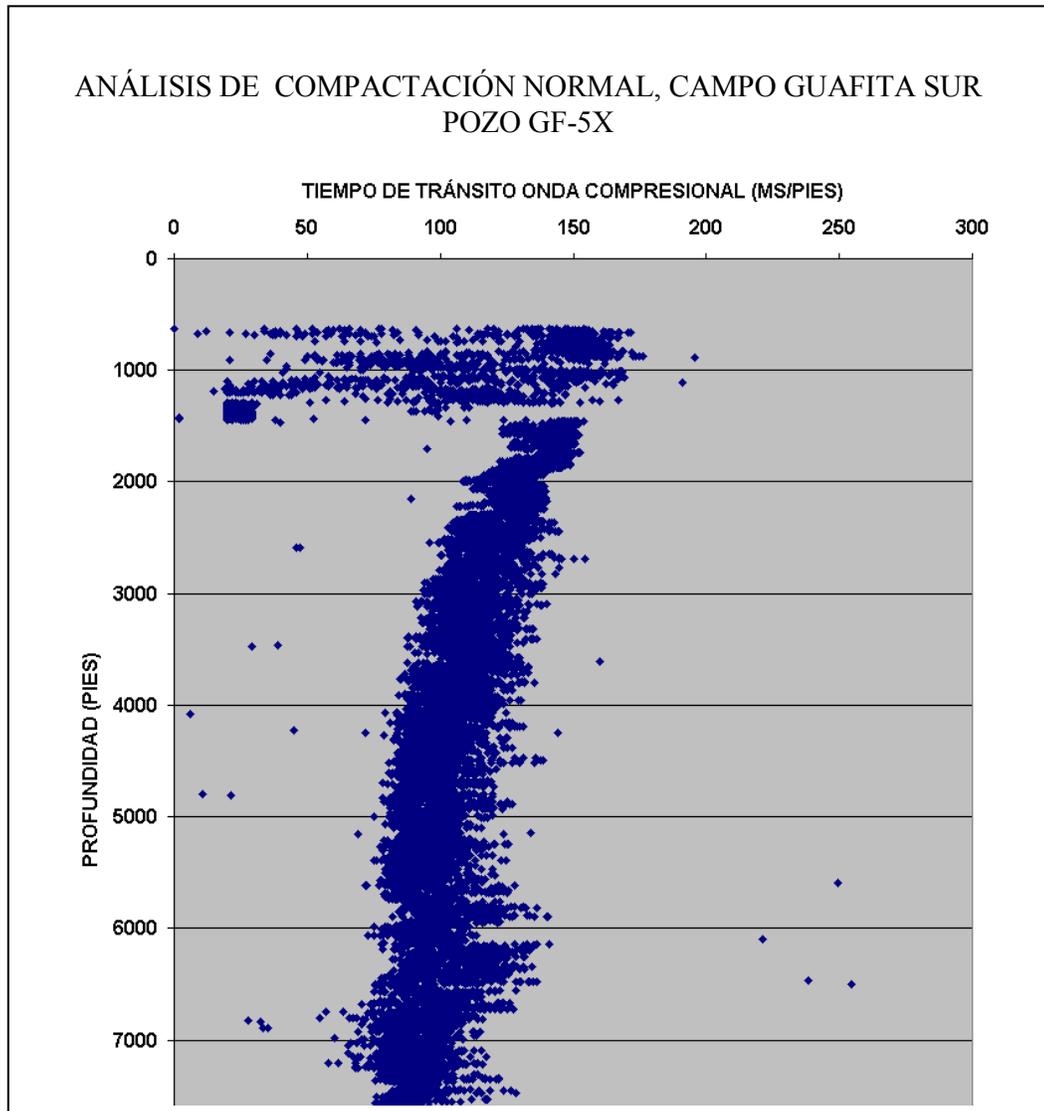


Figura 6.1. Relación del tiempo de tránsito con la profundidad para el pozo GF-5X

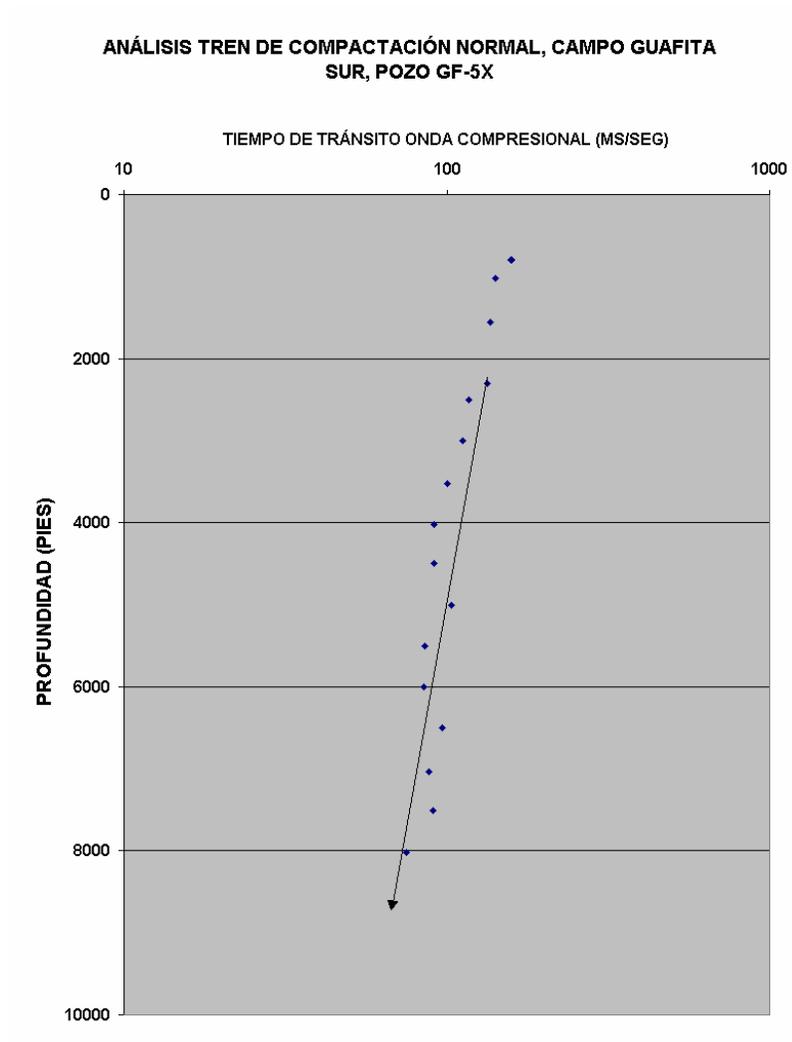


Figura 6.2. Relación del tiempo de tránsito en las lutitas con la profundidad para el pozo GF-5X

7.- ASPECTOS DE YACIMIENTOS

El pozo GF-159 a perforarse en el campo Guafita Sur presenta como objetivo principal la arena G7-2 (Mioceno). Esta nueva localización constituirá un punto de drenaje adicional para extraer las reservas oficiales recuperables probadas de estas arenas, que se sitúan en los 5.38 MMBN y cuyas reservas remanentes en este bloque se encuentran en el orden 2.139 MMBN de 29,0 °API. Además existen reservas oficiales recuperables probadas de la arena G7-3/4 objetivo secundario que se encuentran en el orden de los 46.22 MMBNP con unas reservas remanentes para el campo Guafita Sur de 25.13 MMBNP de 29 °API.

7.1. COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN.

La perforación del pozo GF159 está soportada primordialmente por el carácter estratigráfico del yacimiento G-7-2 y la existencia de un solo pozo productor (GF-14X) en esta arena. El pozo GF-14X ha producido durante 15 años logrando acumular 4.8 MMBNP, 10 MMBNA y 57 MMPCNG. Este pozo inicialmente produjo altos corte de agua en la parte basal de la arena G7-2, posteriormente en Enero - 1995 se realizó un RA/RC donde se cementó el intervalo inferior y se cañoneo el tope de esta arena. Desde entonces este pozo ha producido con una tasa promedio de 800 BNP, 7% AyS. Este pozo se encuentra justamente en el canal donde será perforado el GF-159, como se observa en la figura #2 de la sección de geofísica.

En dicha área se realizó un análisis combinado de los mapas de tendencia de petróleo acumulado, reservas remanentes y radio drenaje . Si observamos el área donde fue propuesta la perforación del pozo GF-159, ésta solo se encuentra influenciada por el radio de drenaje producido por el pozo GF-14X, el cual está en el orden de los 700 mts. Además se muestra que en ese sector existen grandes oportunidades de contactar reservas remanentes asociadas alrededor de 2 MMBNP. (Figuras 7.1, 7.2, 7.3)

Es importante destacar, que en el análisis del radio de drenaje se consideró inicialmente forma radial, pero es conocido que en un canal el drenaje y los fluidos se producen de forma lineal, por lo cual se decidió observar el comportamiento en forma elipsoidal que se acerca un poco más al radio de drenaje producido en el yacimiento.

figura 7.1

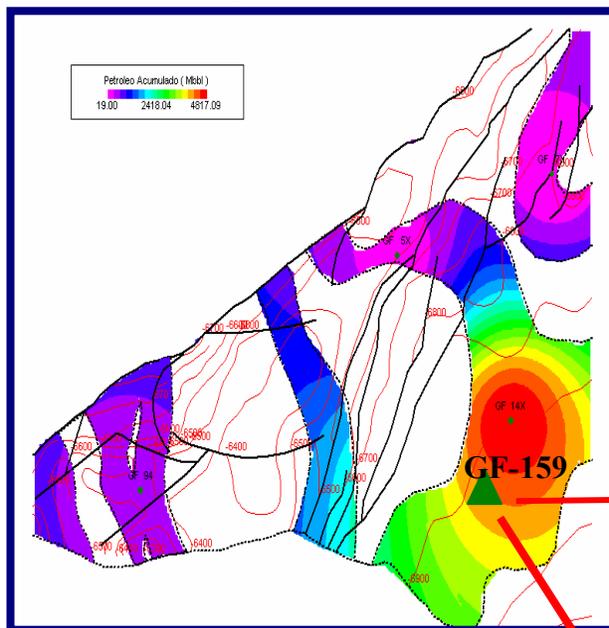


figura 7.2

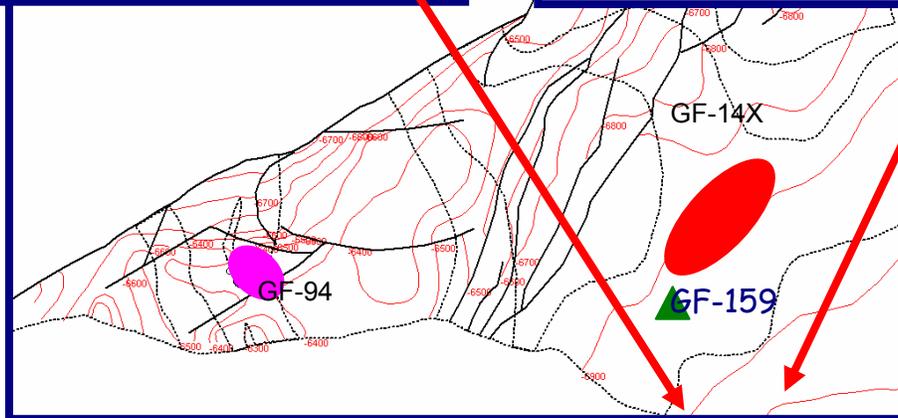
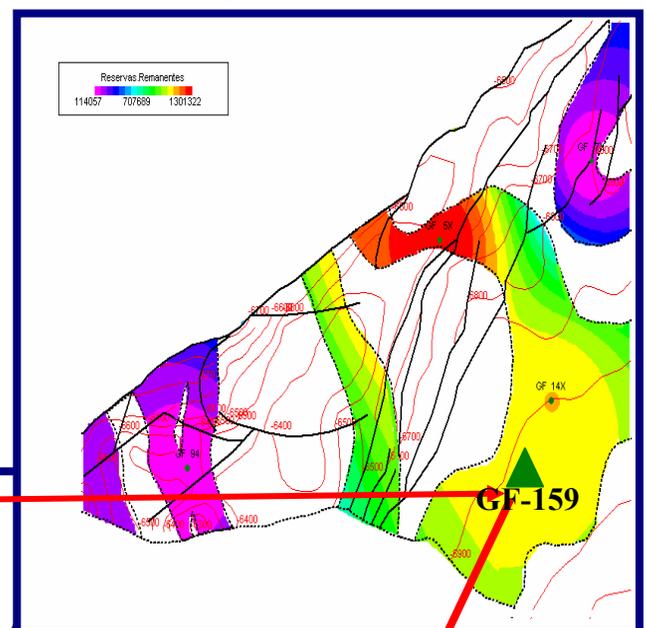


figura 7.3

También se realizó la superposición del mapa de radio de drenaje (Elipsoides Negras) sobre el mapa de reservas remanentes donde se confirma la influencia del drenaje producido por el pozo GF-14X. (figura 7.4)

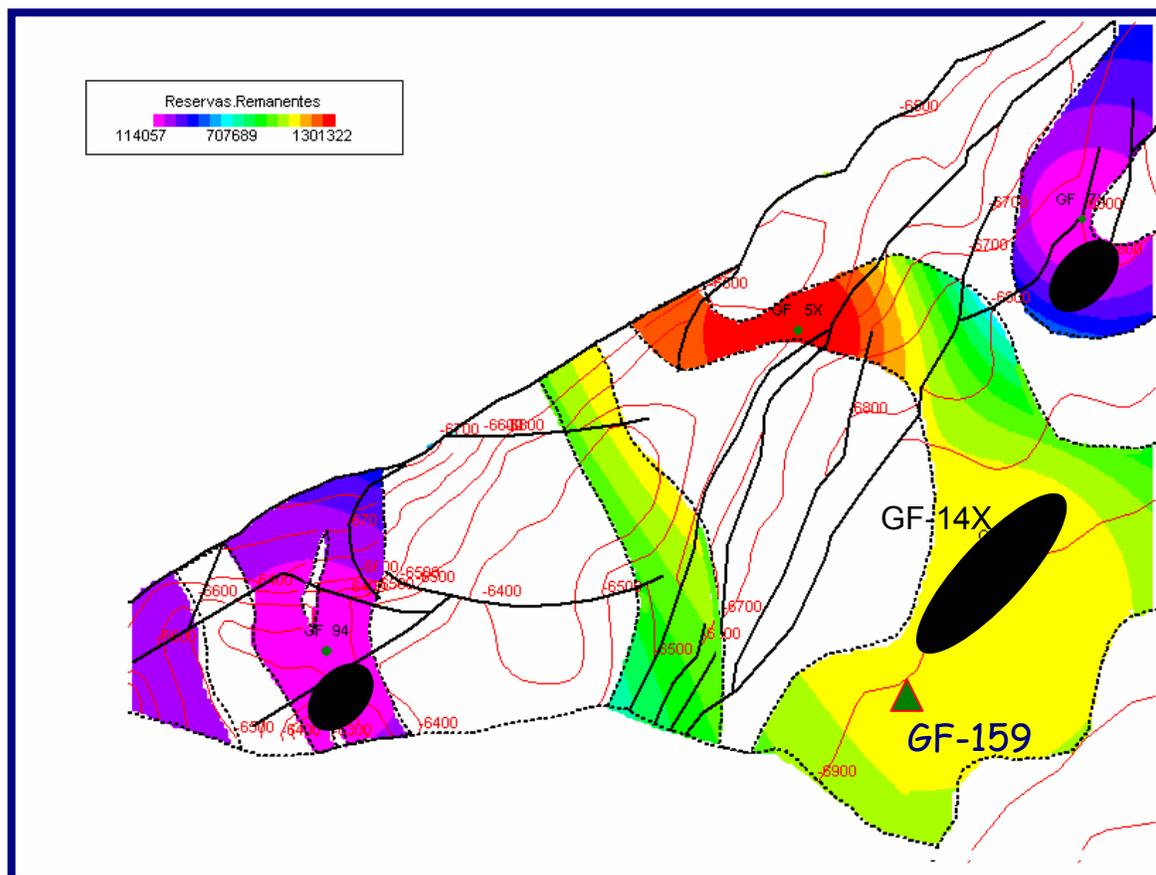


FIGURA 7.4. Radio de drenaje vs. Reservas Remanentes Arena G7-2.

De igual manera, al nivel de la arena G7-3/4 (objetivo secundario) no existen pozos cercanos a la localización, sin embargo se tiene que los mejores pozos productores en esta sector son los pozos : GF- 5X (515 BNPD, 69% AyS), GF-52 (119 BNPD, 69 % AyS) que se encuentran a 1.3 y 0.9 Kmts de la localización respectivamente . Cabe mencionar que los pozos productores activos en esta arena producen en un rango desde 100-1000 BNPD con un corte de agua entre 50-97%.

De forma similar se realizó el análisis simultáneo del radio de drenaje, petróleo acumulado y reservas remanentes para la arena G-7-3/4, que se muestra en las figuras 7.5, 7.6 y 7.7; y se observa que existe gran oportunidad de contactar reservas remanentes (0.8-1.2 MMBNP) en el canal donde será perforado el pozo GF-159 a nivel de la arena G7-3/4, ya que ese canal solo ha sentido la influencia

del drenaje producido por el pozo GF-14X pero en un nivel superior que son las arenas G 7-2.

figura 7.5

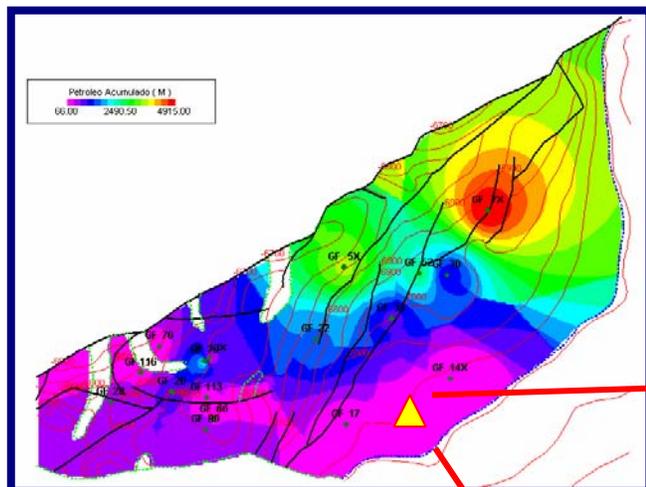


figura 7.6

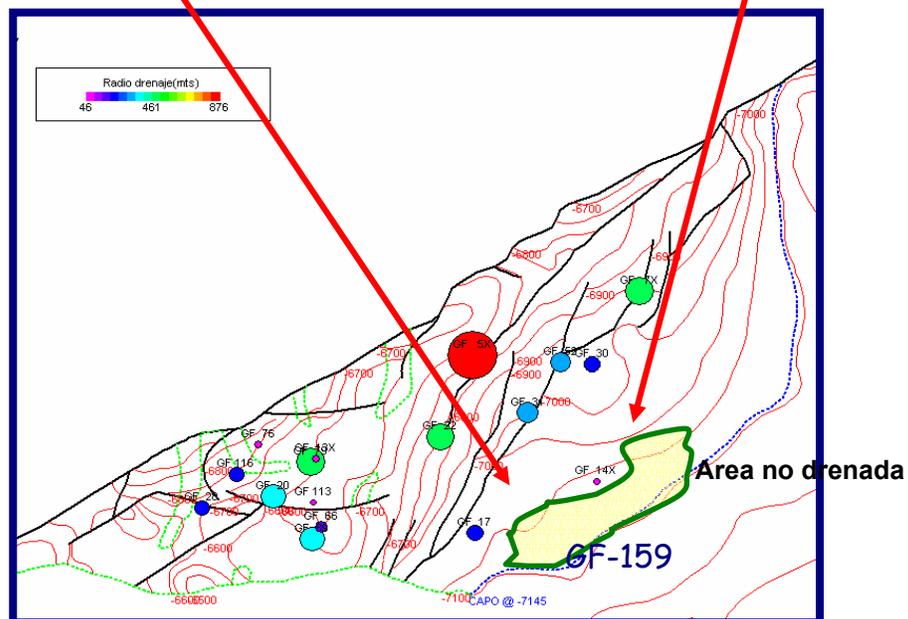
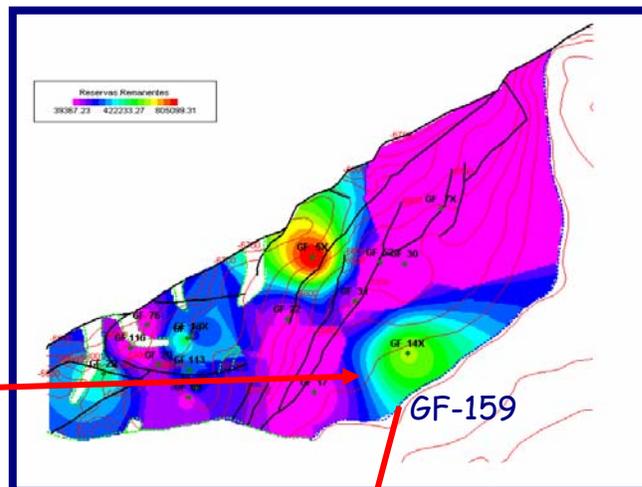


figura 7.7

El sector en amarillo (Figura 7.7) es un área no drenada a nivel de la arena G7-3/4, ya que el pozo GF-14X probó petróleo (897 BNP, 2 % AyS), pero posteriormente fue cerrado y cañoneado en la arena superior por compromisos de potencial. Por lo que se concluye que todo el petróleo que un principio fue contactado por el pozo

GF-14X, nunca se produjo lo cual nos abre una ventana de oportunidades en este yacimiento.

Realizando la superposición del mapa de radio de drenaje sobre el mapa de reservas remanentes se observa que existen reservas remanentes en el orden de 1.2 MMBNP en un área que no está influenciada por el drenaje de ningún pozo. (Figura 7.8)

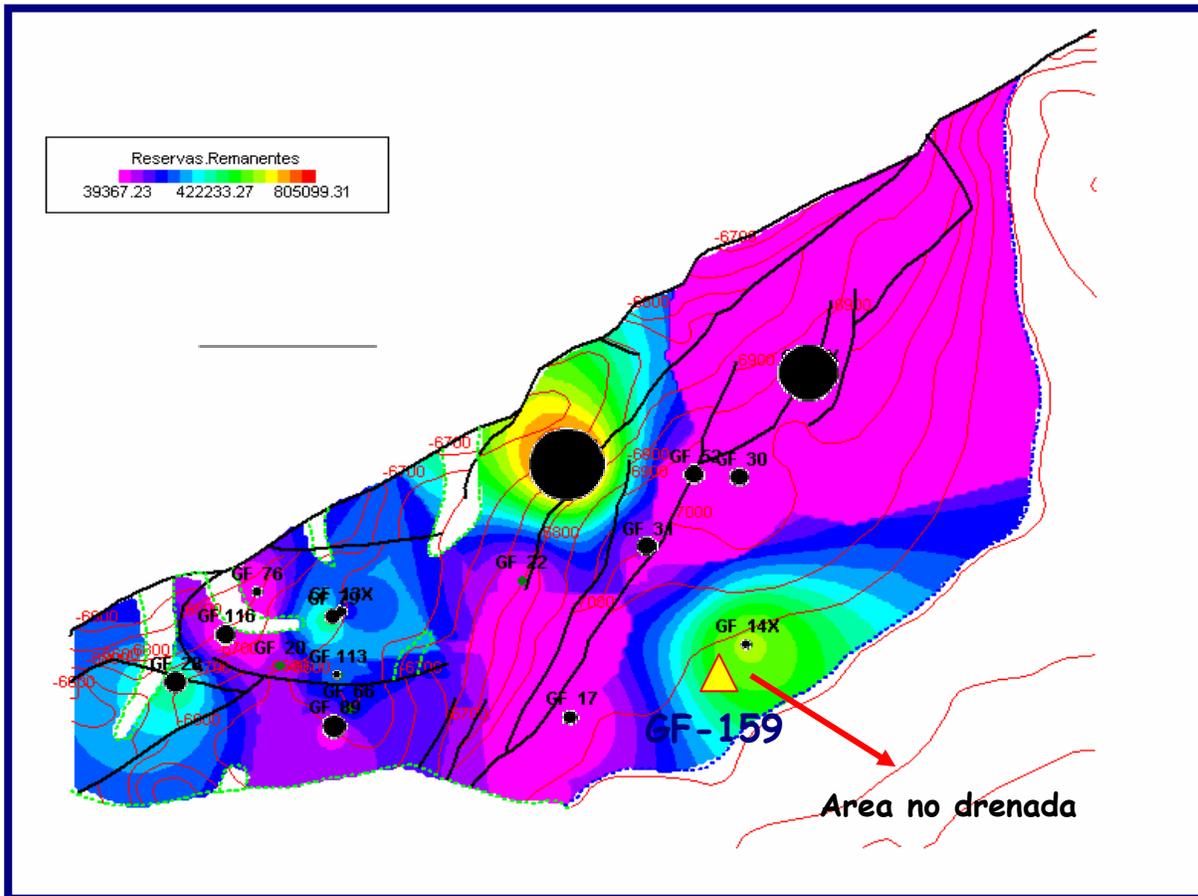


FIGURA 7.8. Radio de drenaje vs. Reservas Remanentes Arena G7-3/4.

COMPORTAMIENTO DE PRESIONES

En cuanto al comportamiento de presión en el objetivo primario de la localización (yacimiento G7-2 GF-5), se tomaron valores de presión original en el pozo GF-7X (01-87) reportando 2782 lpc al nivel del yacimiento. Las últimas presiones medidas en este yacimiento fueron tomadas en Noviembre del 2001 con un MDT en el pozo GF-149, con respuestas de presión de 2375 lpc y un Build up tomado el Agosto del 2002 (Pozo GF-14X) resultando 2480 lpc para este yacimiento. En la tabla 7.3 se muestra el historial de presiones tomadas en el yacimiento G7-2 .

POZO	YACIMIENTO	FECHA	TIPO	PRESIÓN
GF-7X	G7-2	01/87	BUILDUP	2782
GF-118	G7-2	07/98	BUILDUP	1929
GF-149	G7-2	11/01	MDT	2375
GF-14X	G7-2	08/02	BUILDUP	2480

TABLA 7.1 . Histórico de Presiones Arena G7-2.

A continuación se describe el detalle de la ultima prueba (BU) del pozo GF14X. Entre los días 22 al 26 de Agosto del 2002 se realizó una prueba de restauración de presión Build-up al pozo GF-14X precedida de prueba fluyente cuyo objetivo primario era en identificar el régimen de flujo radial para investigar la energía del área de drenaje del pozo así como también la capacidad de flujo y los efectos de transmisibilidad del pozo, para posteriormente identificar parámetros asociados a la unidad hidráulica. Estos parámetros nos ayudarán a definir los efectos de borde y el régimen de flujo lineal y así moldear la geometría de la posible presencia de un canal, resultados que no fueron posibles de identificar por el tiempo de duración de la prueba. La respuesta del flujo radial nos permitió definir la energía del área del drenaje del pozo, la cual se ubica en 2480 lpc con una permeabilidad de 222 md para un índice de productividad del pozo de 0.49 lbs-lpca. El radio de investigación de la prueba observó 1180 pies para dos días de la misma no encontrando efectos de borde ni límite de presión constante lo cual no evidencia la

presencia de acuíferos asociados al yacimiento, lo que denota que la energía predominante en el yacimiento se debe a la expansión del sistema roca-fluido como mecanismo de producción. Tomando en consideración la importancia de esta franja del yacimiento para la ubicación de nuevos puntos de drenaje se hace necesario conocer el máximo aporte que esta nos puede brindar y a la vez caracterizarlo para definir el área total de la misma. En tal sentido se propone para este pozo realizar una prueba limite acompañada de otra tipo flujo tras flujo y una build-up que hipotéticamente se desarrollará como expresa la figura 7.9.

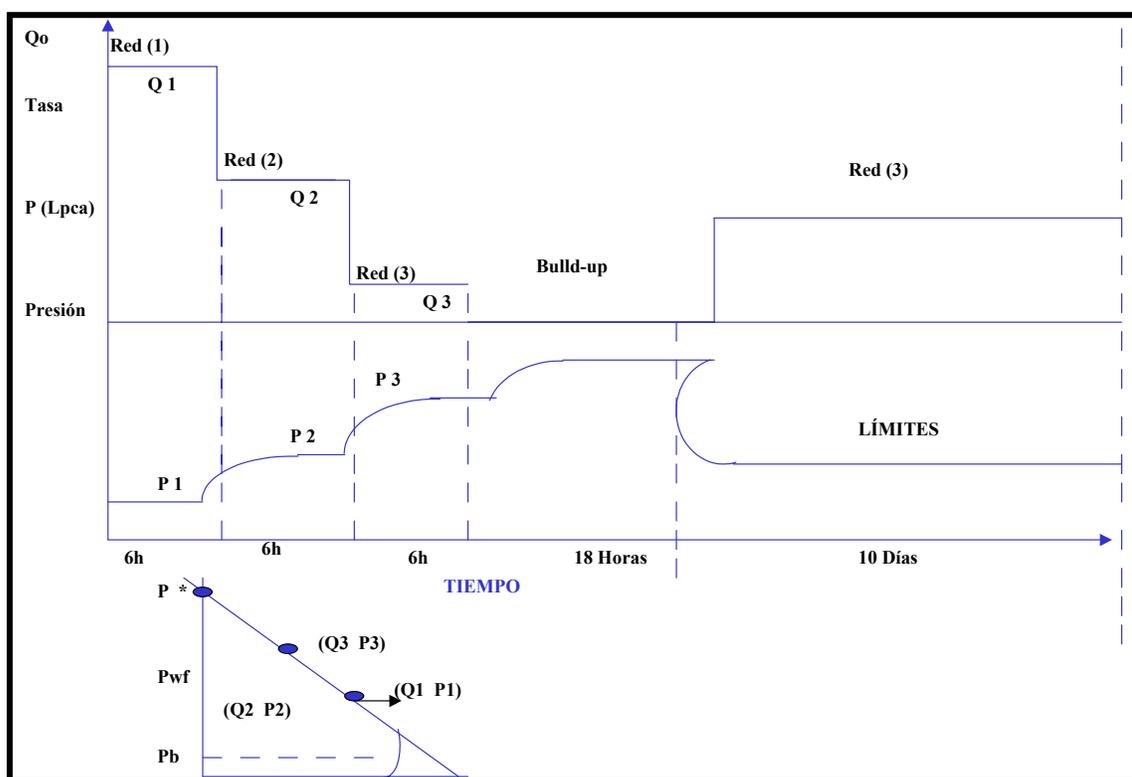


figura 7.20

A nivel del objetivo secundario de la localización GF-159 (Arena G7-3/4), la presión original se ubicó en el orden de las 3040 lpc, evaluada en el pozo GF-5X en el año 1985. La última presión medida para este yacimiento fue tomada en el

pozo GF-157, a través de un MDT en Julio del 2002, la cual mostró valores en el orden de 2750 lpc.

8.- INFORMACIÓN GENERAL DE POTENCIAL Y RESERVAS DE LOS YACIMIENTOS PRINCIPALES

8.1. RESERVAS OFICIALES

Para los yacimientos que atravesarán las localizaciones, incluyendo los objetivos de la misma, en la siguiente tabla se puede observar el estado actual de las reservas oficiales:

YACIMIENTO	POES (MMBN)	Np (MMBN)	Reservas Remanentes (MMBN)	Factor de Recobro oficial (%)
G7-2	8.89	3.24	2.13	60.5
G-7-3/4	62.38	21.08	25.08	74.0
G-8	138.84	64.49	38.25	74.0
G-9 3/4	23.34	15.05	2.22	74.0

Tabla 8.1. POES y RESERVAS.

9.- EVALUACIÓN ECONÓMICA

Se realizó la evaluación económica para la localización tomando en cuenta el costo del pozo (2100 MMBs), su potencial estimado de 1000 BPD para el objetivo primario y los parámetros básicos para el cálculo de los indicadores económicos. Los resultados se indican en la Tabla 9.1 a continuación:

EVALUACION DE POZOS (DATOS GENERALES)		RESULTADOS		BASE DE CALCULO	
LOCALIZ. / POZO	CS-54	VPN	4,515.80	ESC. PRECIOS	PRELIM2003
SEGREGACION	GUAFITA	TIR	59.06%	PARIDAD (Bs/\$)	1040.0
ACTIVIDAD (Perf, Perf+IAV, Rep, Rep+IAV, IAV)	P	Eim	2.73	TASA DESC.(%)	10.00
PT INIC (MBD)	1.000	TP	1.40	%DECLINACION	24.00
RGP (PC/BI)	10	PRECIO AÑO1 (\$/B)	17.40		
DIAS TALADRO	37	PROD. ACUM (MMBLS)	1.63		
°API DE FORMACION	29	COSTO. PROD (Bs/BL)	829.47		
COSTO DE POZO (MMBs)	2100	INV. NOGEN (MMBs/MBD)	116.72		
INVERSIONES ASOCIADAS (MMBs)	136.6	INV. TOTAL (MMBs)	2,769.02		

Tabla 9.1. Evaluación económica

Como se muestra en la Tabla 9.1, la perforación de este pozo es rentable al tener un VPN de 4515.8, TIR 59.08%, Eim 2.73 y TP de 1.40. A continuación se muestra en la Figura 9.1 el diagrama araña para el mismo:

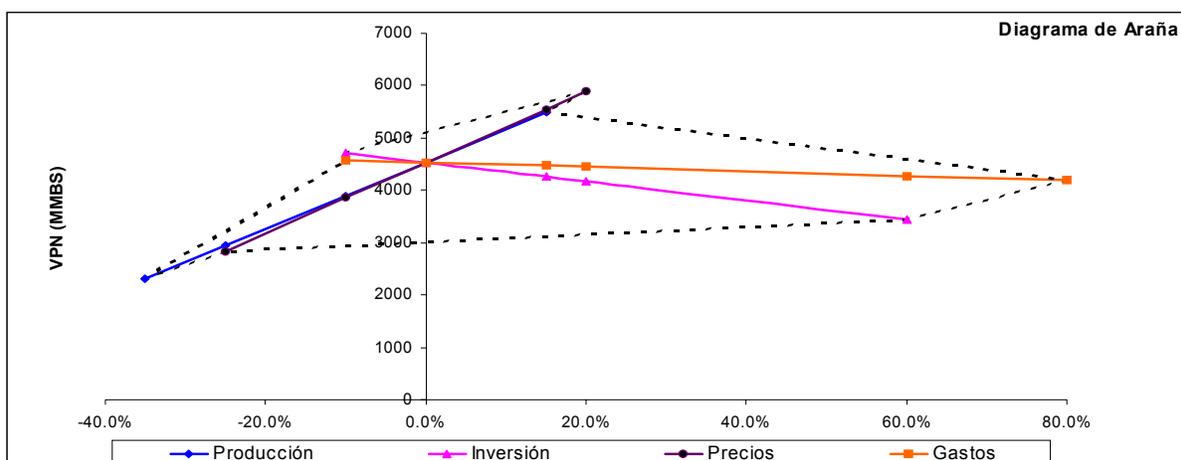


Fig. 9.2 Diagrama araña para el pozo GF-159

Del diagrama de araña anterior se destaca lo sensible que es el pozo en términos de producción y precios del crudo, donde con 40% de disminución promedio en estos parámetros, el VPN se reduciría en un 50%. A su vez, es mucho menos sensible con respecto a la inversión y gastos.

10. MATRÍZ DE VISUALIZACIÓN, CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN DE LOS POZOS (VCD)

Como parte del proceso de optimización en la perforación de los pozos por parte de PDVSA, se implantó el concepto de la Matriz de Visualización, Conceptualización y Diseño VCD por sus siglas. El análisis de esta matriz VCD resulta en el cálculo de un Índice de Complejidad Estática del Yacimiento (ICEY) basado en guías para la definición de la complejidad de la estructura, estratigrafía, calidad de roca, tipos de fluidos, energía del yacimiento, y como los componentes del esquema de desarrollo del yacimiento afectan estos aspectos del modelo estático y dinámico (ICODY). Este análisis contempla además la matriz FEL de construcción de pozos donde se analizan aspectos relacionados con el diseño y certificación de taladros y equipos, diseño de perforación y completación del pozo, y el cronograma de perforación del pozo.

Los resultados del análisis con la matriz VCD para este pozo se ilustran en las gráficas y tablas a continuación. En dicha matriz los valores están dentro de un rango (1 a 5), donde un valor menor indica una menor complejidad.

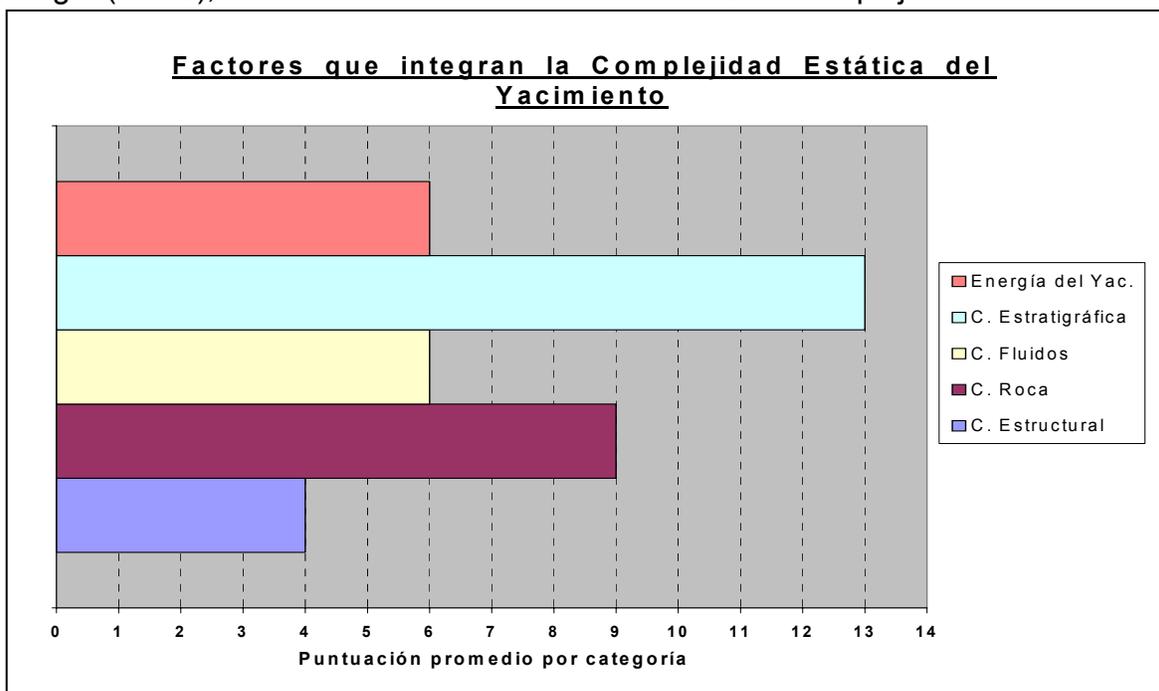


Figura 10.1. Gráfica resultante de la matriz VCD para el pozo GF-159.

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
Complejidad de calidad de la roca		
Relación arena neta-arena total (NTG)		2.0
Propiedades de la roca y diagénesis		3.0
Mineralogía		1.0
Propiedades mecánicas		3.0
PROMEDIO		2.3
TOTAL		9
Complejidad de los fluidos de la formación		
Tipo de hidrocarburo (líquido)		3.0
Tipo de hidrocarburo (gas)		1.0
Contenido de componentes inertes		1.0
Agua de formación		1.0
PROMEDIO		1.5
TOTAL		6
Complejidad Estratigráfica		
Superposición de los yacimientos (en un campo)		4.0
Continuidad vertical		4.0
Continuidad lateral		5.0
PROMEDIO		4.3
TOTAL		13
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
TOTAL	(Complejidad Estática)	11 (máx. 25)
ICEY		21 (rango: 1 a 5)
TOTAL	(Complejidad de yacimiento)	116
ICODY		23.1 (rango: 8 a 40)

Escala de la Complejidad Estructural				
20	16	12	8	4
Alta	Media-Alta	Media	Media-Baja	Baja

Escala de la Complejidad de la Roca				
20	16	12	8	4
Alta	Media-Alta	Media	Media-Baja	Baja

Escala de la Complejidad de los fluidos				
20	16	12	8	4
Alta	Media-Alta	Media	Media-Baja	Baja

Escala de la Complejidad Estratigráfica				
15	12	9	6	3
Alta	Media-Alta	Media	Media-Baja	Baja

Escala de la Complejidad de los fluidos				
20	16	12	8	4
Alta	Media-Alta	Media	Media-Baja	Baja

Figura 10.2. Tabla con los resultados de la matriz VCD para el pozo GF-157

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La perforación del pozo GF-159 es soportada por el carácter estratigráfico del yacimiento y el comportamiento del pozo GF14X. Este pozo tiene como objetivo principal la arena G-7-2 (yacimiento GF-5) y como objetivo secundario G7-3/4.

El pozo GF-14X ha producido durante 15 años logrando acumular 4.8 MMBNP, con espesores de ANP que varían entre 10 y 20 pies por arena y bajo corte de agua.

Se evidencia la presencia de canales meandriformes en el área de ubicación de la localización, sobre la base del análisis sismoestratigráfico, lo cual será comprobado con el GF159.

Con la perforación del GF159 se abrirán nuevas oportunidades de generación de potencial, de comprobarse las hipótesis sobre las cuales se basa este soporte.

Es recomendable perforar este pozo con una trayectoria tipo “J”, con la finalidad de encontrar los objetivos con mayor sección, siendo la profundidad final de 7450 pies TVDSS.

El cálculo preliminar de reservas remanentes realizado en la franja del canal donde se perforará este pozo (definida a través de la nueva interpretación), dio un total 2 MMBN sólo para el yacimiento G7-2 y 1.2 MMBN para el yacimiento G7-3/4.

El VPN para esta localización es de 4530.40 MMBs con un TIR de 59.15%, y una tasa de producción inicial de 1000 BPD, indicando un buen atractivo económico.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Isea, A; Euribe, A; Giffuni, G; (1986), **EVALUACIÓN GEOLÓGICA DE LOS NÚCLEOS DEL POZO GUAFFITA-5X**, ESTADO APURE” Departamento de Ciencias de la Tierra, INTEVEP, Los Teques. Informe No. INT 1523.86.

Hung, Enrique, (1998), **EVALUACIÓN DE FORMACIONES**, PDVSA CIED;.

Pirson, Sylvain, (1965), **INGENIERÍA DE YACIMIENTOS PETROLÍFEROS**; Ediciones Omega, S.A.;

Schlumberger (2000); **LOG INTERPRETATION CHARTS**; Schlumberger Oilfield Communications

Miranda, Luis Javier; Hung, Enrique; (1999), **PARÁMETROS BÁSICOS PARA EVALUACIONES PETROFÍSICAS EN EL CAMPO GUAFFITA**; Informe Rippet

Society of Professional Well Log Analysts; (1997), **SPWLA GLOSSARY OF WELL LOGGING TERMS**; SPWLA Web Page

Western Atlas Group, (1989); **ANÁLISIS CONVENCIONALES DE NÚCLEOS, POZO GF-26, CAMPO GUAFFITA SUR**; Western Atlas

Western Atlas Group (1989); **ANÁLISIS ESPECIALES DE NÚCLEOS, POZO GF-26, CAMPO GUAFFITA SUR**; Western Atlas

Core Laboratories Venezuela, S.A, (1999), **ANÁLISIS CONVENCIONALES DE NÚCLEOS, POZO GF-134, CAMPO GUAFFITA SUR**; Corelab

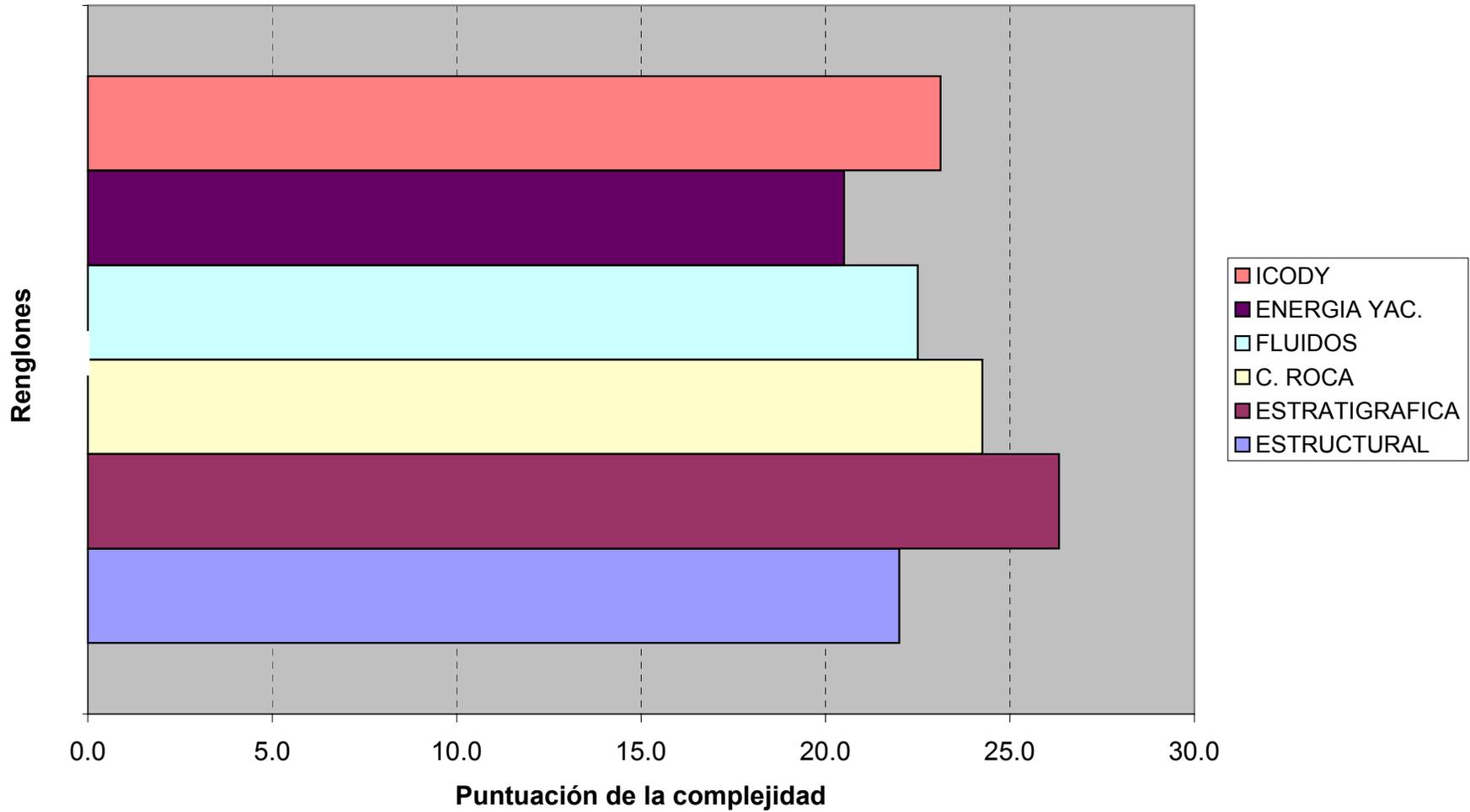
Core Laboratories Venezuela, S.A, (1999); **ANÁLISIS ESPECIALES DE NÚCLEOS, POZO GF-134, CAMPO GUAFFITA SUR**; Corelab

Rodríguez Kelly, Benitez Rolando, Alvarez Javier, Cabello Hilario, Betancourt Jesús; **ANÁLISIS DE LOS EMPAQUE S CON GRAVA Y SU EFECTO EN LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS EN EL CAMP GUAFITA, UNIDAD DE EXPLOTACIÓN APURE,**

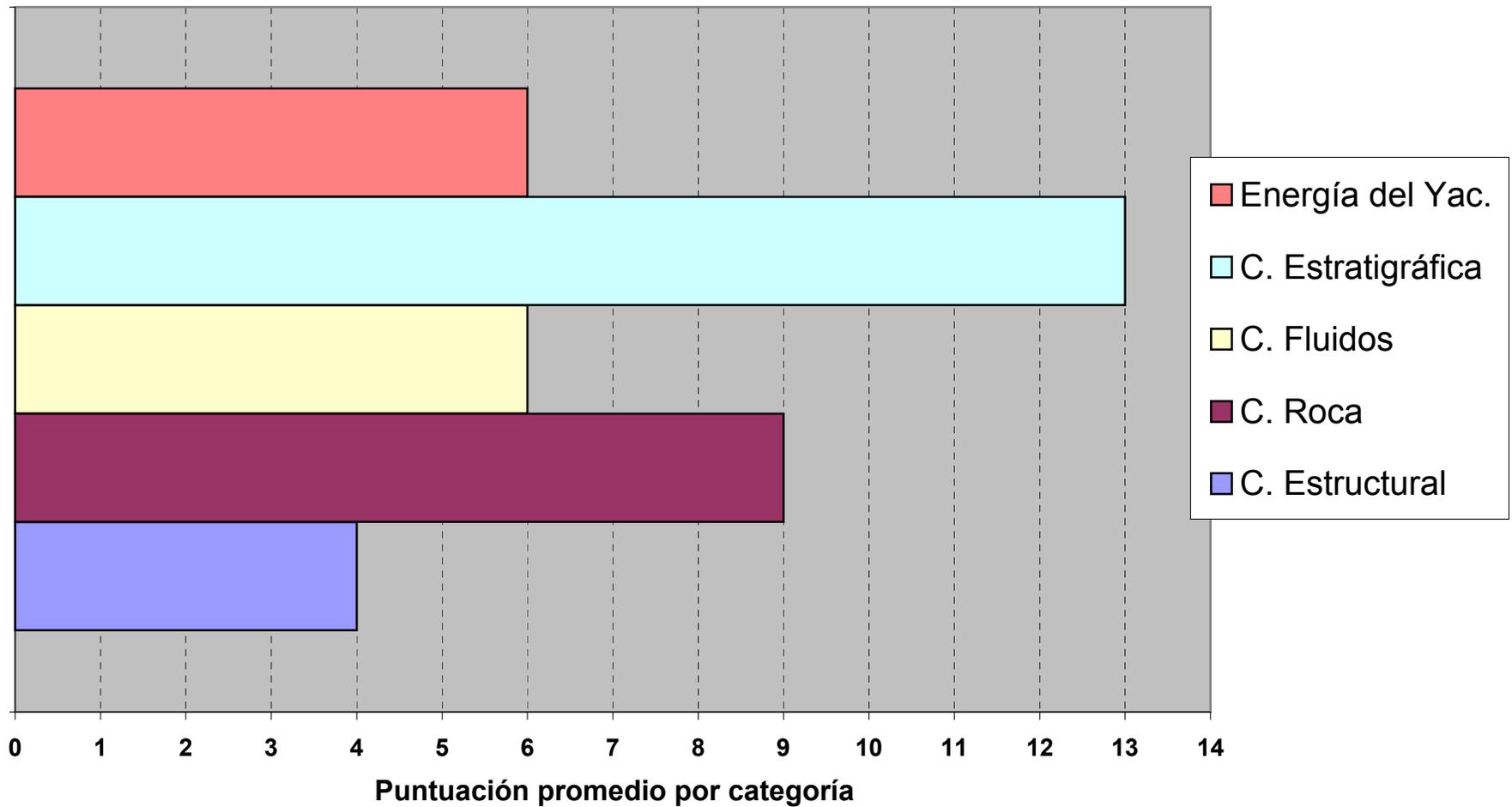
APÉNDICE B.- MÉTRICAS DE YACIMIENTO Y DE
POZO.

Indice		Rango	Valor
Indice Complejidad Estática Yacimiento	ICEY	1 al 5	2.1
Indice Complejidad Dinámica Yacimiento	ICODY	8 al 40	23.1
Indice Calidad Definición Yacimiento	ICADY	1 al 4	2.9
Indice Complejidad Pozo	ICODP	0 al 6	1.1
Indice Calidad Definición Pozo	ICADP	1 al 4	2.8

COMPLEJIDAD DINÁMICA



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)	2.0
Propiedades de la roca y diagénesis	3.0
Mineralogía	1.0
Propiedades mecánicas	3.0
PROMEDIO	2.3
TOTAL	9

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)	3.0
Tipo de hidrocarburo (gas)	1.0
Contenido de componentes inertes	1.0
Agua de formación	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

Complejidad Estratigráfica	
Superposición de los yacimientos (en un campo)	4.0
Continuidad vertical	4.0
Continuidad lateral	5.0
PROMEDIO	4.3
TOTAL	13

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)	11	(máx. 25)
ICEY		2.1	(rango: 1 a 5)

TOTAL	(Complejidad de yacimiento)	116	
ICODY		23.1	(rango: 8 a 40)

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)	Comentarios u Observaciones
		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	3	3	3	3	3	3	3	21.0	1.0	22.0		
Complejidad Estratigráfica	3	3	4	3	3	3	3	22.0	4.3	26.3		
Calidad de la roca	3	3	3	4	3	3	3	22.0	2.3	24.3		
Complejidad de fluidos	3	3	3	3	3	3	3	21.0	1.5	22.5		
Energía del Reservoirio	3	3	3	3	1	3	3	19.0	1.5	20.5		
Sumatorias	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	116	
Factor de complejidad dinámica ICODY	-	-	-	-	-	-	-	21.0	2.1	23.1	Rango: 8, 40	

- REDUCE COMPLEJIDAD ESTÁTICA (MÁXIMO) 1
- REDUCE COMPLEJIDAD ESTÁTICA (MEDIA) 2
- NO AFECTA 3
- INCREMENTA COMPLEJIDAD ESTÁTICA (MEDIA) 4
- INCREMENTA COMPLEJIDAD ESTÁTICA (MÁXIMA) 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 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	Observaciones / Comentarios	
			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 DE LOS FLUIDOS

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	Observaciones / Comentarios
			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, 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, - Ligera 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 deposición de asfaltenos, parafinas e hidratos o: - Alta variación lateral o vertical en la composición del fluido.	3	
	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	1	
	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 1 mol % 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 deposición de escama o sales. Índice de escama 30 - 50 Se estima entre 250 - 750 mg/l de precipitado.	Tendencia extrema a la deposición 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							6.0		
Promedio							1.5		

GUÍAS PARA LA MEDICIÓN DE LA COMPLEJIDAD DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO

Categoría de complejidad y definición	Factor de complejidad	Definición de Factores	Baja					Alta					Resultados	Observaciones / Comentarios		
			11					11								
			1	2	3	4	5	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, Sf, Pc, inducidas por procesos depositacionales o diagenéticos.	C1 RELACIÓN ARENA NETA - ARENA TOTAL (NTG)	Espesor del intervalo petrolífero 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.						2		
		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 depositacionales o diagénesis.	Uniformidad lateral y vertical de litotipos y de las propiedades de 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 deposición 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 deposición 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 deposición 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 espaciamientos de pozos. Para los carbonatos, los procesos de deposición 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 deposición y diagénesis causan variabilidad sustancial de la calidad del yacimiento.						3		
		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	
		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.							3	
Total												9.0				
Promedio												2.3				

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	Observaciones / Comentarios	
			Baja 1	2	3	4	Alta 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	4	
		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.	4	
		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.	5	
Total							13.0			
Promedio							4.3			

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	Observaciones / Comentarios
			Baja		Alta				
			1	2	3	4	5		
COMPLEJIDAD ESTRUCTURAL DEL YACIMIENTO (Incluyendo la influencia estratigráfica) Plegamientos, buzamiento de la estratigrafía regional y fallamientos; que determinan el comportamiento de las capas de hidrocarburos y sus compartamientos internos.	A1 COMPARTAMENTACIÓN ESTRUCTURAL	Relación entre las fallas tectónicas mayores y 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.	Esparsa densidad de fallamiento; una sola orientación dominante; saltos de falla de tipo gravitatorio o de rumbo desizante	Densidad de fallamiento moderada; dos orientaciones dominantes.	Fallas penetrantes; dos orientaciones dominantes; algunas fallas exhibiendo saltos de tipo gravitacional o de rumbo desizante.	Severamente fallado; múltiple orientación de las fallas (más de 3 tendencias); significativos componentes de tipo gravitacional y de rumbo desizante 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 monocinales simples (buzamientos<40°) 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 espaciadamente irregulares (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<0-75°); alta variación de los buzamientos en distancias relativamente cortas a lo largo del campo (>+/-45° de cambio/1000')	1	
Total							4		
Promedio							1.0		

Escala de la Complejidad Estructural

20	16	12	8	4
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja

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/ Requerimientos			2		
Cronograma: - Presupuestos - Estrategia de evaluación.			2		
Restricciones de operación (inducidas por la Cia.)		3			
Tecnología empleada (Pozos y Facilidades)			2		
Tolerancia al Riesgo		3			
Asuntos resaltantes de la estrategia comercial					
JOA/ compañeros/ asuntos de la Unidad					
Otros					
Otros					
			TOTAL	2.3	(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	3	
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 geometría del yacimiento.	- Completados los mapas isópacos detallados de las capas y los mapas de isopropiedades de las rocas. - Estan definidas las funciones Sw/J. - Modelo geológico 3D disponible.	- Modelo 3D geo-celular definido para todos los compartimentos y extrapolado al modelo del yacimiento.	3	
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.		4	
Análisis de Fluidos y caracterización	- Basado en correlaciones regionales, tendencia regional analogías.	- 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.	4	
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		3	
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.	3	
Definición de compartimentos	- No se conoce la compartimentalización. - No incluida en la evaluación.	- Límites principales y contactos mapeados y se ha estimado la transmisibilidad.	- Compartimentos principales se halla 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.	4	
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.		4	
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 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					4	(MÁX. 4)

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			2		
Registros	X			2		
Núcleos	X			2		
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	4				
Historias de Producción / Análogos.	X		3			
Otros						
TOTAL					3	(MÁX. 4)

NOTA IMPORTANTE: PARA QUE LA MATRIZ CONSIDERE CADA UNO DE LOS "ITEMS" REQUERIDOS, DEBERÁ COLOCARSE UNA "X" EN LA COLUMNA "REQUERIDO".

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 ESTADISTICOS	- GRAD. PRESION PORO GRAD. PRESION FRACTURA - CARACTERISTICAS LITOLOGICAS	- GEOMECANICA REGIONAL BUZAMIENTO/DIRECC. DE ESTRATOS	- GEOMECANICA LOCAL PROGRAMA DE NUCLEOS	1
CONFORMACION GRUPO DE TRABAJO	- LIDER, PLANIFICACION Y DISEÑO (IDENTIFICADO)	- LIDER, PLANIFICACION Y DISEÑO (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.	3
IDENTIFICACION Y EVALUACION DE NUEVAS TECNOLOGIAS	- TECNOLOGIA CONVENCIONAL O DE RUTINA	- IDENTIFICACION DE NUEVAS TECNOLOGIAS	- ANALISIS DE FACTIBILIDAD DE APLICACION	- ANALISIS DE RIESGO CONCLUIDO	4
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	1
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)	1
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) - REGISTRO 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.	4
DISEÑO DE COMPLETACION DE POZO	- PRODUCCION ESPERADA POR ANALOGIA - DIAMETRO Y GRADO DE COMPLET. SEGUN EXISTENCIA	- COMPLETACION AJUSTADA A MUESTRA DE FLUIDO, APL RGF, PRESION Y ALGUNOS CONTAMINANTES - ALGUNOS ACCESORIOS IDENTIFICADOS	- COMPLET. AJUSTADA A PVT, COMPOSICION, CONTAMINANTES ACCESORIOS IDENTIFICADOS (CAMISAS, EMPACADURAS, MANDRILES, NIPLES, 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	4
CRONOGRAMA DE PERFORACION Y REHABILITACION	- NO HAY DISPONIBILIDAD DE TALADRO INTERNO			- PROYECTO INCLUIDO EN SECUENCIA DE TALADRO	4
ACUERDOS COMERCIALES	- NINGUNO FINALIZADO	- ACUERDOS PRINCIPALES FINALIZADOS	- ADECUADOS ACUERDOS COMERCIALES QUE PERMITEN AL NEGOCIO DEFINIR OBJETIVOS Y ESTRATEGIAS.	- TODOS LOS ACUERDOS FINALIZADOS	4
TOTAL					2.83333333

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	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	0	0
2	GEOLOGIA/TIPO DE ROCA DE FORMACIÓN	FORMACIÓN NO REACTIVA	ARCILLAS REACTIVAS O FORMACIÓN DE CARBÓN < 3000'			2 Ó MÁS ARCILLAS/CARBON REACTIVA, O UNA FORM. REACTIVA. >3000'			2	4
3	DOMO SALINO	SIN PRESENCIA DEL DOMO SALINO		DOMO SALINO > 250°F O >6000'		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	0	0
5	TECTÓNICA	NO			SI EL ESFUERZO VERTICAL NO ES EL MÁXIMO ESFUERZO				0	0
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	0	0
7	MÁXIMA PRESIÓN ANTICIPADA	< 5000 LPPC	5000 - 7500 LPPC	7500 - 10000 LPPC	10000 - 12500 LPPC	12500 - 15000 LPPC	> 20000 LPPC		0	0
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				0	0
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		0	0
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		0	0

RESULTADO TOTAL DE LOS RIESGOS DE PERFORACIÓN

0.2

4.0

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		0	0
14	ADQUISICIÓN DE DATOS DURANTE LA PERFORACION	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 TUBERIA	REGISTROS CON TUBERIA 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		5	13
RESULTADO TOTAL DE LA INTERFASE DEL YACIMIENTO									1.0	15.6

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' Ó ENTRE 6000' - 12000'		LABOR DIRECCIONAL HECHO A 12000' 18000'	LABOR DIRECCIONAL HECHO POR DEBAJO DE 18000'.	1	1.6
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	1	3
20	ÁNGULO DE NAVEGACIÓN	HOYOS VERTICALES	MENOS DE 30°	30 - 45°	45 - 65°	MAS DE 65°			1	3
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.	3	6.9
24	TOLERANCIA ENTRE DIÁMETROS DE HOYOS Y REVESTIMIENTOS..	POZO CUMPLE CON TOLERANCIA MINIMA			2" Ó MENOS EN REV. DE 13-3/8" - 1" Ó MENOS EN REV. < 13-3/8"	2 OCURRENCIAS DE POCA TOLERANCIA	3 O MÁS OCURRENCIAS DE POCA TOLERANCIA		3	9
RESULTADO TOTAL DE GEOMETRÍA DE HOYO									1.6	27.8

EQUIPO Y TECNOLOGÍA

25	ADECUACION DEL TALADRO AL LAS 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 Ó 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/ EXTENSIÓN SIGNIFICATIVA DEL CONOCIMIENTO TECNOLÓGICO.	NUEVOS CONCEPTOS SUSTANCIALES	CAMBIO REVOLUCIONARIO	3	6.9
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									1.0	6.9

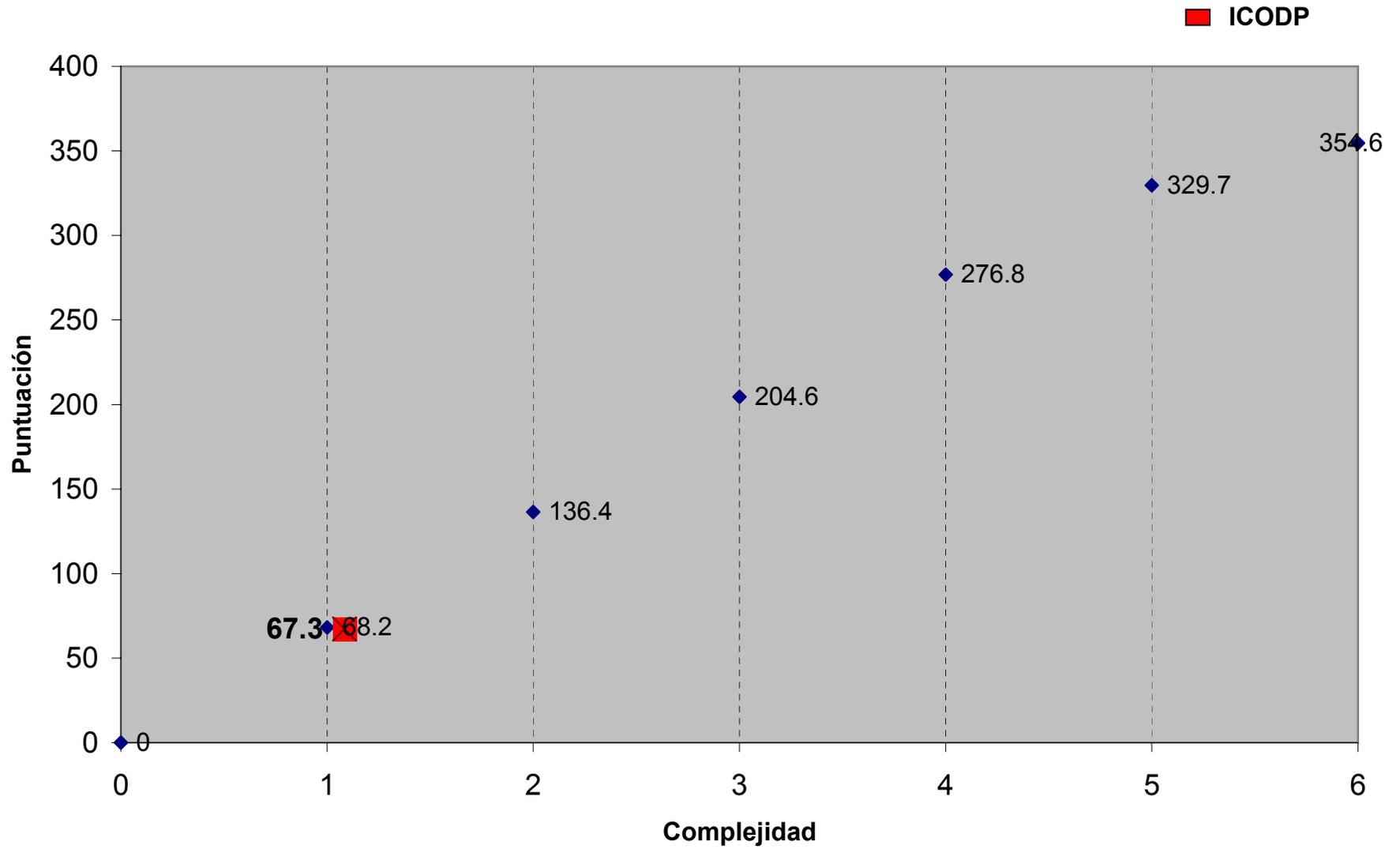
LOCALIZACIÓN - AMBIENTE, CONSECUENCIAS METEOROLÓGICAS

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 LOCACIÓN	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	4.0
INTERFASE DEL YACIMIENTO	15.6
GEOMETRÍA DEL HOYO	27.8
EQUIPO Y TECNOLOGIA	6.9
CONSIDERACIONES AMBIENTALES	13.0
TOTAL	67.3

Equivalencias para resultados del ICODP



RESULTADO TOTAL DEFINICIÓN DE YACIMIENTOS

RESULTADO PARA LA CAPTURA DE DATOS (INPUTS)

Nivel de definición PRIMARIA 2.9

RESULTADO PARA LAS TAREAS

Nivel de definición SELECCIÓN 3.6

RESULTADO PARA LAS RESTRICCIONES

Nivel de definición PRELIMINAR 2.3

TOTAL (ICADY) PRELIMINAR 2.9

RESULTADO TOTAL DEFINICIÓN DE PERFORACIÓN

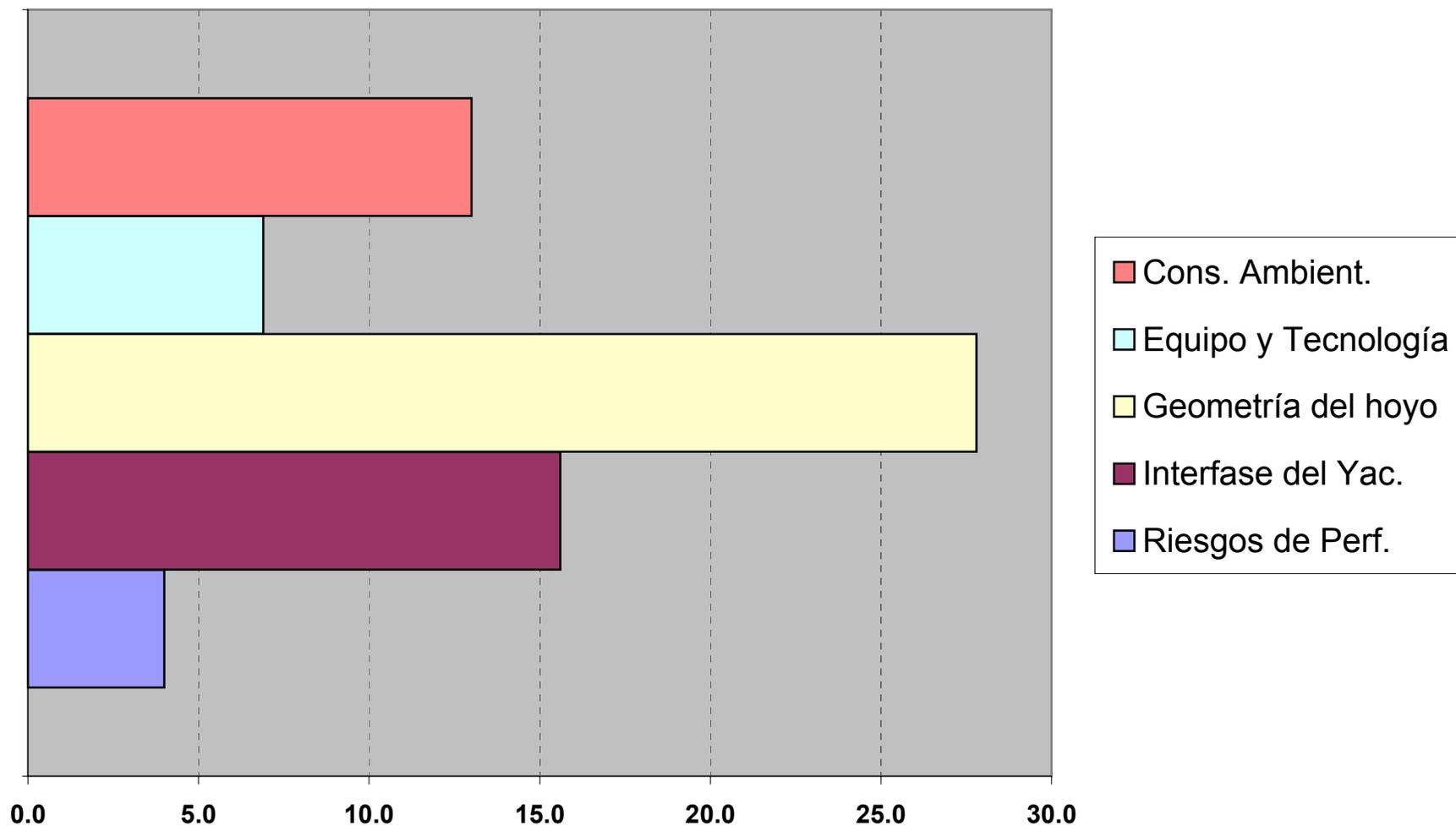
RESULTADO PARA LAS TAREAS (ICADP)

Nivel de definición PRIMARIA 2.8

COMPLEJIDAD DE POZO

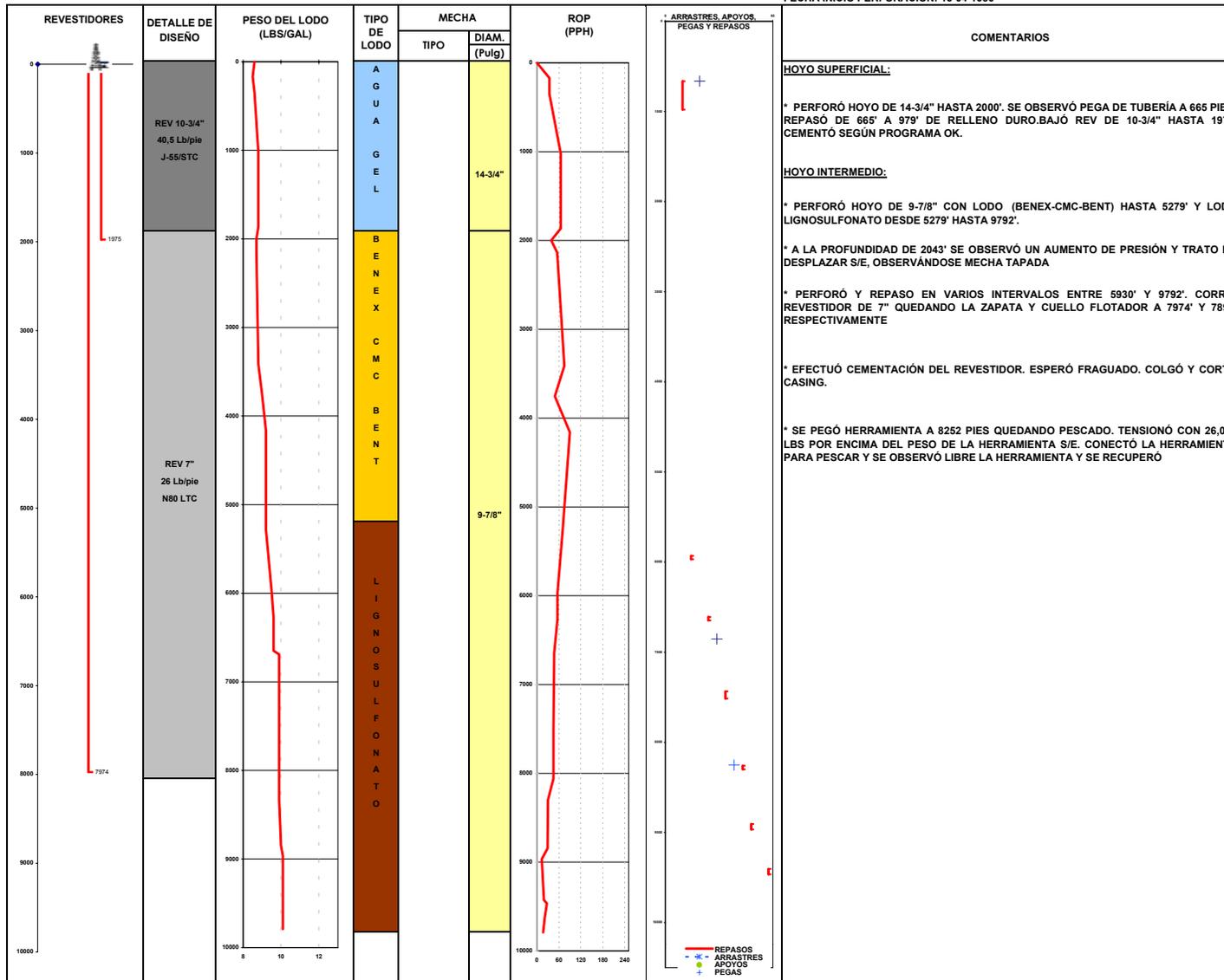
Resultado ICODP 67.3 que equivale a: 1.1

Factores que influyen sobre el ICODP



APÉNDICE C.- INFORMACIÓN DE POZOS
VECINOS.

FECHA INICIO PERFORACION: 15-04-1986

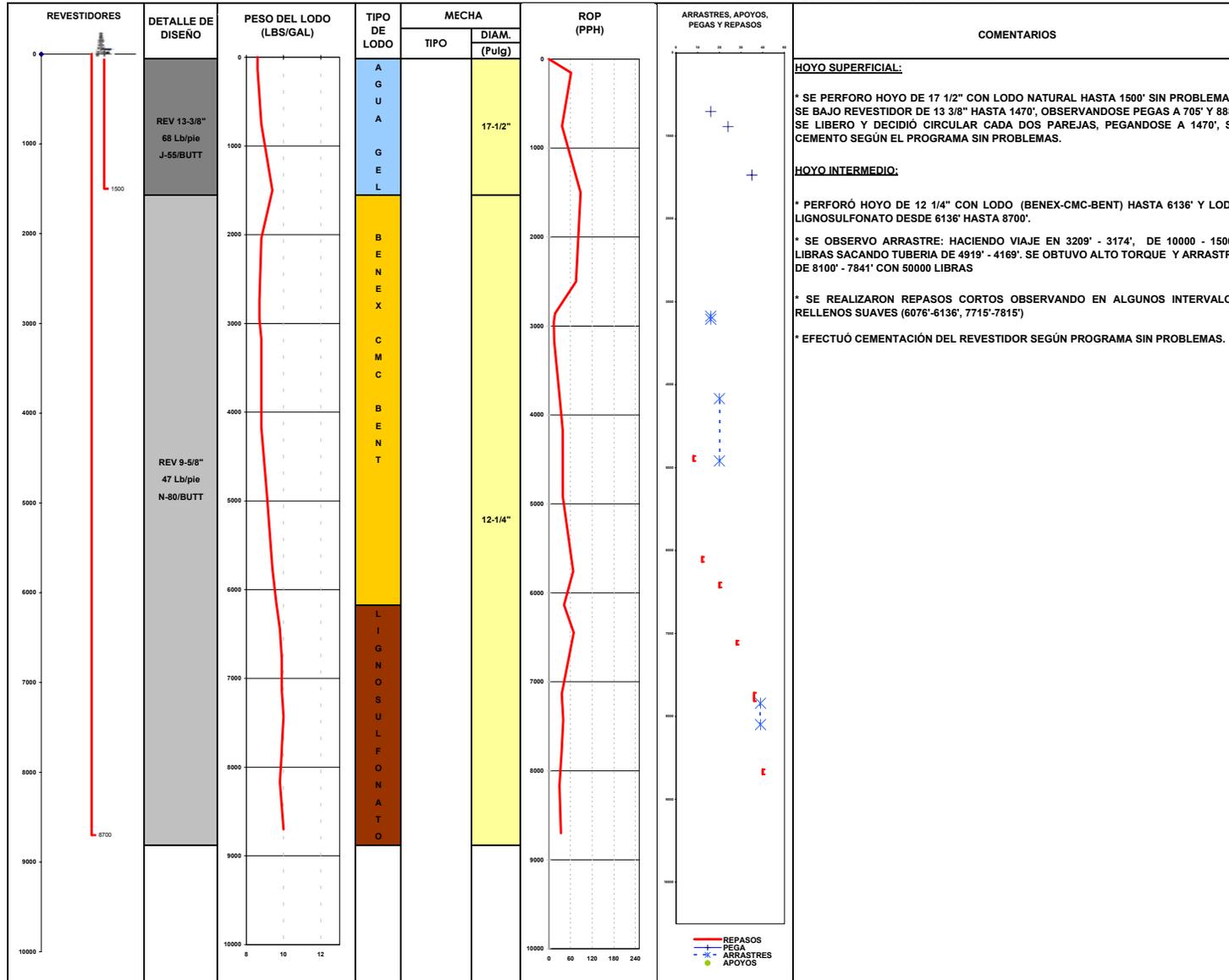


STICK CHART POZO: GF- 17

LOCALIZACION:GF-CK-54

CAMPO GUAFITA SUR

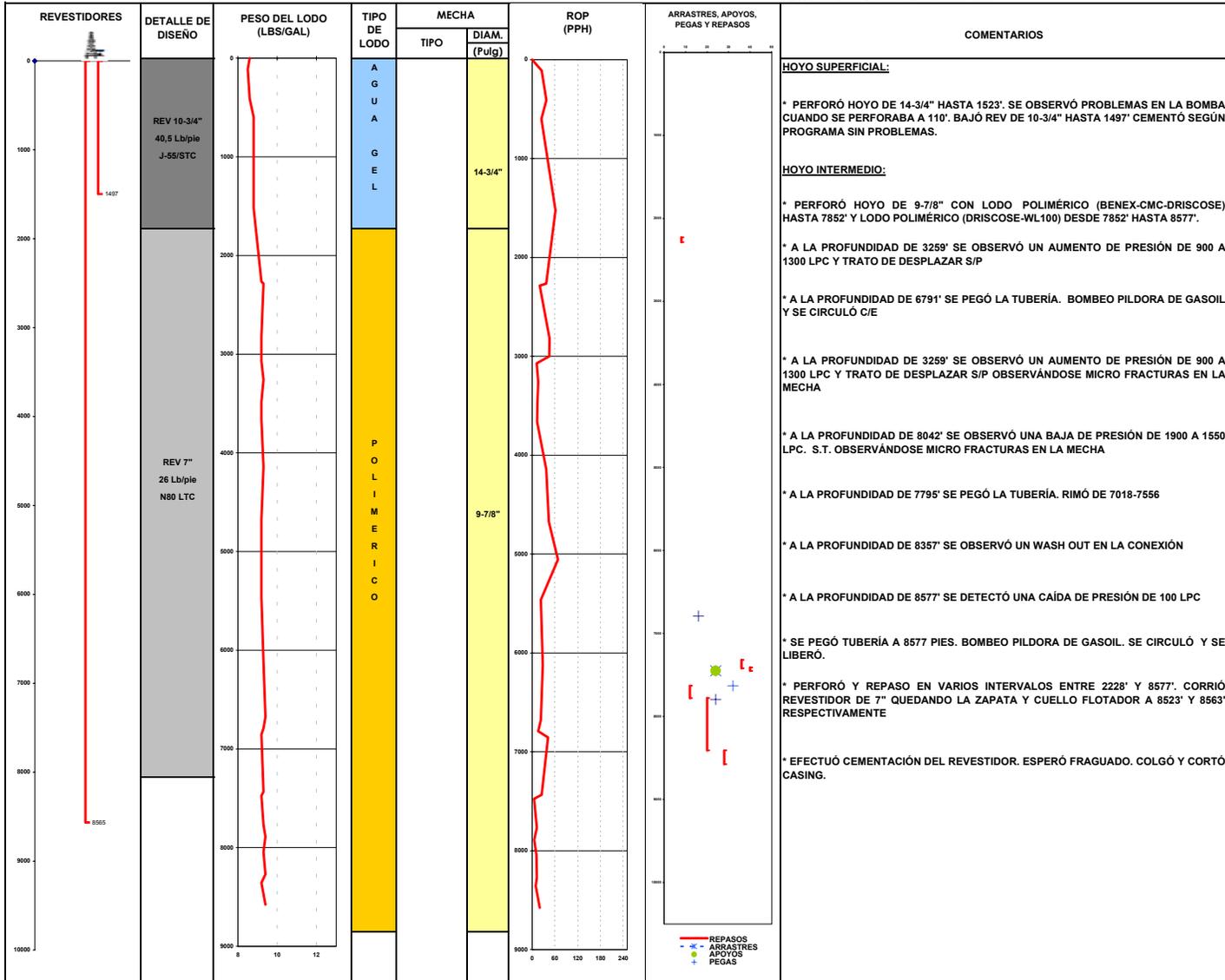
FECHA INICIO PERFORACION: 11-03-87



REPASOS
 PEGA
 ARRASTRES
 APOYOS

STICK CHART POZO: GF-31 LOCALIZACION: GF-CJ-54AJO CAMPO GUAFITA SUR

FECHA INICIO PERFORACION: 05-05-1990

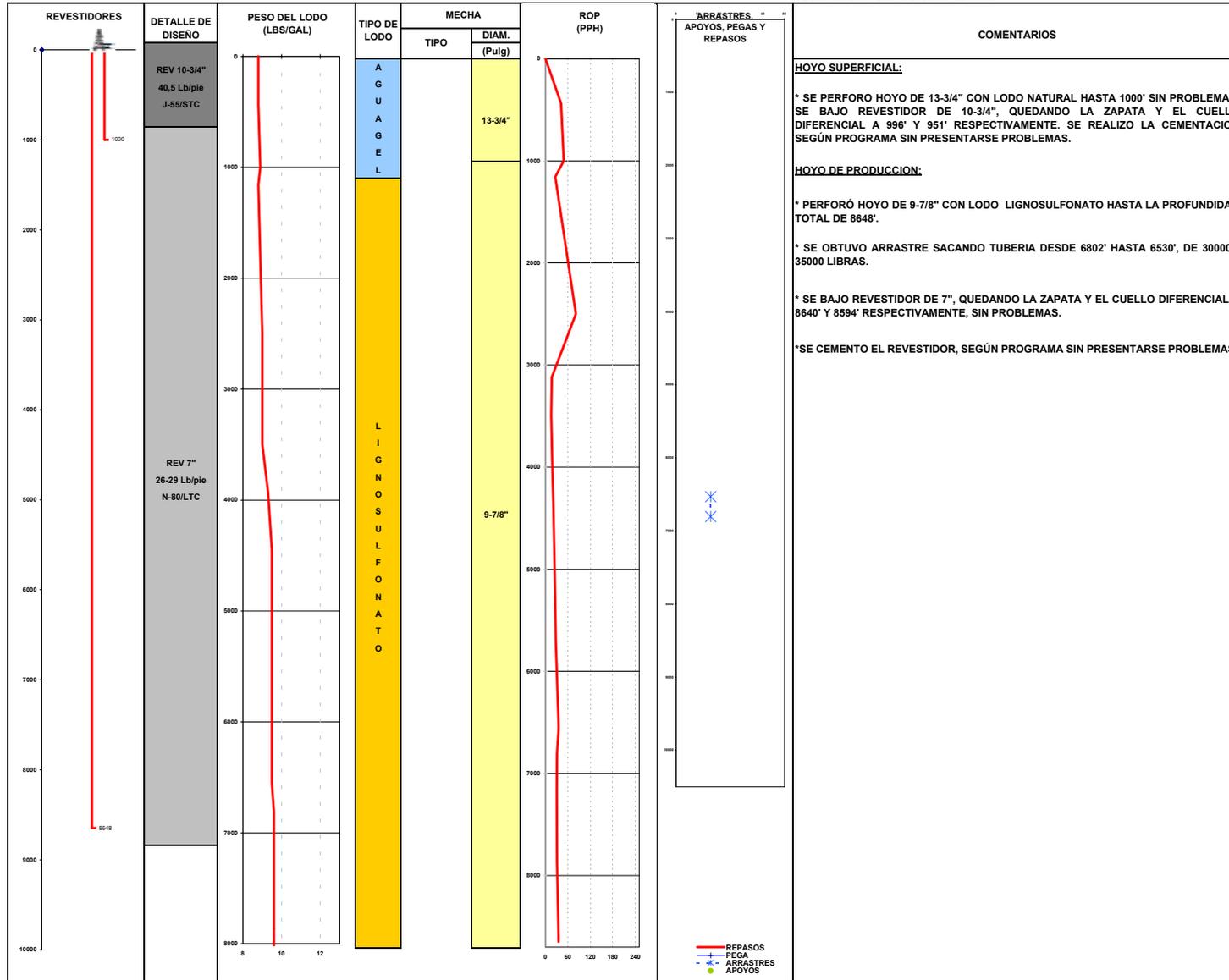


STICK CHART POZO: GF- 52

LOCALIZACION: CH-54AJO

CAMPO GUAFITA SUR

FECHA INICIO PERFORACION: 12-01-95



TIEMPOS DEL POZO GF-14X

FASE	ACTIVIDAD	TIEMPO (Horas)	TIEMPO (Días)	TOTAL FASE
MUDAR/VESTIR	Trabajando	209,00	8,71	
	Perdido	9,00	0,38	9,08
HOYO SUPERFICIAL	Perforando	55,00	2,29	
	Viajes	9,00	0,38	
	Circulando	7,00	0,29	
	Perdido	32,00	1,33	4,29
REV. SUPERFICIAL	Rev/Cmto/Boca pozo/Viajes	54,50	2,27	
	Perdido	0,00	0,00	2,27
HOYO PRODUCCIÓN	Perforando	246,50	10,27	
	Viajes	86,00	3,58	
	Circulando	27,00	1,13	
	Perdido	25,00	1,04	16,02
REGISTROS	Regis/viaje	39,50	1,65	
	Perdido	0,00	0,00	1,65
REV. PRODUCCIÓN	Rev/Cmto/Boca pozo/Viajes	95,00	3,96	
	Perdido	0,00	0,00	3,96
REGISTROS PROD.	Regis/viaje	0,00	0,00	
	Perdido	0,00	0,00	0,00
COMPLETACIÓN	Cañoneo/Completar/Evaluar	313,50	13,06	13,06

Total días	50,33
------------	--------------

Total Tiempo Total S/Mudar-Complet. (días)	28,19
Total Tiempo Perdido (días)	2,75
% Factor de Tiempo Perdido.	5,464

TIEMPOS DEL POZO GF-17

FASE	ACTIVIDAD	TIEMPO (Horas)	TIEMPO (Días)	Total Fase
MUDAR/VESTIR	Trabajando	165,50	6,90	
	Perdido	0,00	0,00	6,90
HOYO SUPERFICIAL	Perforando	28,00	1,17	
	Viajes	1,50	0,06	
	Circulando	5,50	0,23	
	Perdido	7,00	0,29	1,75
REV. SUPERFICIAL	Rev/Cmto/Boca pozo/Viajes	33,50	1,40	
	Perdido	0,00	0,00	1,40
HOYO PRODUCCIÓN	Perforando	225,50	9,40	
	Viajes	165,50	6,90	
	Circulando	0,00	0,00	
	Perdido	34,00	1,42	17,71
REGISTROS	Regis/viaje	16,00	0,67	
	Perdido	0,00	0,00	0,67
REV. PRODUCCIÓN	Rev/Cmto/Boca pozo/Viajes	72,50	3,02	
	Perdido	0,00	0,00	3,02
REGISTROS PROD.	Regis/viaje	0,00	0,00	
	Perdido	0,00	0,00	0,00
COMPLETACIÓN	Cañoneo/Completar/Evaluar	288,00	12,00	12,00

Total días	43,44
------------	--------------

Total Tiempo Total S/Mudar-Comple. (días)	24,54
Total Tiempo Perdido (días)	1,71
% Factor de Tiempo Perdido.	3,933

TIEMPOS DEL POZO GF-31

FASE	ACTIVIDAD	TIEMPO (Horas)	TIEMPO (Días)	Total Fase
MUDAR/VESTIR	Trabajando	72,00	3,00	
	Perdido	51,50	2,15	5,15
HOYO SUPERFICIAL	Perforando	38,00	1,58	
	Viajes	13,00	0,54	
	Circulando	4,50	0,19	
	Perdido	167,00	6,96	9,27
REV. SUPERFICIAL	Rev/Cmto/Boca pozo/Viajes	70,00	2,92	
	Perdido	0,00	0,00	2,92
HOYO PRODUCCIÓN	Perforando	364,50	15,19	
	Viajes	200,00	8,33	
	Circulando	90,00	3,75	
	Perdido	78,00	3,25	30,52
REGISTROS	Regis/viaje	26,00	1,08	
	Perdido	0,00	0,00	1,08
REV. PRODUCCIÓN	Rev/Cmto/Boca pozo/Viajes	61,50	2,56	
	Perdido	0,00	0,00	2,56
REGISTROS PROD.	Regis/viaje	2,00	0,08	
	Perdido	0,00	0,00	0,08
COMPLETACIÓN	Cañoneo/Completar/Evaluar	222,50	9,27	9,27

Total días	60,85
-------------------	--------------

Total Tiempo Total S/Mudar-Comple. (días)	46,35
Total Tiempo Perdido (días)	12,35
% Factor de Tiempo Perdido.	20,301

TIEMPOS DEL POZO GF-52

FASE	ACTIVIDAD	TIEMPO (Horas)	TIEMPO (Días)	TOTAL FASE
MUDAR/VESTIR	Trabajando	136,50	5,69	
	Perdido	0,00	0,00	5,69
HOYO SUPERFICIAL	Perforando	22,00	0,92	
	Viajes	3,00	0,13	
	Circulando	3,00	0,13	
	Perdido	1,50	0,06	1,23
REV. SUPERFICIAL	Rev/Cmto/Boca pozo/Viajes	27,00	1,13	
	Perdido	2,00	0,08	1,21
HOYO PRODUCCIÓN	Perforando	261,50	10,90	
	Viajes	79,50	3,31	
	Circulando	12,00	0,50	
	Perdido	7,50	0,31	15,02
REGISTROS	Regis/viaje	16,50	0,69	
	Perdido	0,00	0,00	0,69
REV. PRODUCCIÓN	Rev/Cmto/Boca pozo/Viajes	66,50	2,77	
	Perdido	0,00	0,00	2,77
REGISTROS PROD.	Regis/viaje	0,00	0,00	
	Perdido	0,00	0,00	0,00
COMPLETACIÓN	Cañoneo/Completar/Evaluar	360,00	15,00	15,00

Total días	41,60
-------------------	--------------

Total Tiempo Total S/Mudar-Complet. (días)	20,92
Total Tiempo Perdido (días)	0,46
% Factor de Tiempo Perdido.	1,102

APÉNDICE D.- INFORME DIRECCIONAL Y DE
COLISIÓN.

PDVSA

Planning Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 12:56:16	Page: 1
Field: GUAFITA SUR	Co-ordinate(NE) Reference: Site: LOCALIZACIÓN CS-54, Grid North		
Site: LOCALIZACIÓN CS-54	Vertical (TVD) Reference: SITE 473,0		
Well: GF-159	Section (VS) Reference: Site (0,00N,0,00E,217,59Azi)		
Wellpath: 1	Plan: "J"		

Field: GUAFITA SUR Campo Guafita Estado Apure Venezuela	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: Wmm_2000
Sys Datum: Mean Sea Level	

Site: LOCALIZACIÓN CS-54

Site Position:	Northing: 773397,00 m	Latitude: 6 59 32,769 N	
From: Map	Easting: 276227,42 m	Longitude: 71 1 31,933 W	
Position Uncertainty: 0,0 ft		North Reference: Grid	
Ground Level: 0,0 ft		Grid Convergence: -0,25 deg	

Well: GF-159	Slot Name:
Well Position: +N/-S 0,0 ft	Northing: 773397,00 m
+E/-W 0,0 ft	Easting : 276227,42 m
Position Uncertainty: 0,0 ft	Latitude: 6 59 32,769 N
	Longitude: 71 1 31,933 W

Wellpath: 1	Drilled From: Surface
Current Datum: SITE	Tie-on Depth: 0,0 ft
Magnetic Data: 13/08/2002	Above System Datum: Mean Sea Level
Field Strength: 33016 nT	Declination: -7,94 deg
Vertical Section: Depth From (TVD)	Mag Dip Angle: 33,07 deg
ft	+N/-S
	+E/-W
	Direction
	deg
0,0	0,0
0,0	217,59

Plan: "J"	Date Composed: 13/08/2002
Principal: Yes	Version: 1
	Tied-to: From Surface

Plan Section Information

MD	Incl	Azim	TVD	+N/-S	+E/-W	DLS	Build	Turn	TFO	Target
ft	deg	deg	ft	ft	ft	deg/100ft	deg/100ft	deg/100ft	deg	
0,0	0,00	217,59	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	
1400,0	0,00	217,59	1400,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00	
2230,1	20,75	217,59	2212,0	-117,8	-90,7	2,50	2,50	0,00	217,59	
7676,4	20,75	217,59	7305,0	-1647,0	-1267,8	0,00	0,00	0,00	0,00	G 7 2
8337,2	20,75	217,59	7923,0	-1832,5	-1410,6	0,00	0,00	0,00	0,00	PT

Section 1 : Start Hold

MD	Incl	Azim	TVD	+N/-S	+E/-W	VS	DLS	Build	Turn	TFO
ft	deg	deg	ft	ft	ft	ft	deg/100ft	deg/100ft	deg/100ft	deg
0,0	0,00	217,59	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
100,0	0,00	217,59	100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	217,59
200,0	0,00	217,59	200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	217,59
300,0	0,00	217,59	300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	217,59
400,0	0,00	217,59	400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	217,59
500,0	0,00	217,59	500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	217,59
600,0	0,00	217,59	600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	217,59
700,0	0,00	217,59	700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	217,59
800,0	0,00	217,59	800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	217,59
900,0	0,00	217,59	900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	217,59
1000,0	0,00	217,59	1000,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	217,59
1100,0	0,00	217,59	1100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	217,59
1200,0	0,00	217,59	1200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	217,59
1300,0	0,00	217,59	1300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	217,59
1400,0	0,00	217,59	1400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	217,59

PDVSA

Planning Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 12:56:16	Page: 2
Field: GUAFITA SUR	Co-ordinate(NE) Reference: Site: LOCALIZACIÓN CS-54, Grid North		
Site: LOCALIZACIÓN CS-54	Vertical (TVD) Reference: SITE 473,0		
Well: GF-159	Section (VS) Reference: Site (0,00N,0,00E,217,59Azi)		
Wellpath: 1	Plan: "J"		

Section 2 : Start Build 2,50

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
1500,0	2,50	217,59	1500,0	-1,7	-1,3	2,2	2,50	2,50	0,00	0,00
1600,0	5,00	217,59	1599,7	-6,9	-5,3	8,7	2,50	2,50	0,00	0,00
1700,0	7,50	217,59	1699,1	-15,5	-12,0	19,6	2,50	2,50	0,00	0,00
1800,0	10,00	217,59	1798,0	-27,6	-21,2	34,8	2,50	2,50	0,00	0,00
1900,0	12,50	217,59	1896,0	-43,0	-33,1	54,3	2,50	2,50	0,00	0,00
2000,0	15,00	217,59	1993,2	-61,9	-47,6	78,1	2,50	2,50	0,00	0,00
2100,0	17,50	217,59	2089,2	-84,1	-64,7	106,1	2,50	2,50	0,00	0,00
2200,0	20,00	217,59	2183,9	-109,5	-84,3	138,2	2,50	2,50	0,00	0,00
2230,1	20,75	217,59	2212,0	-117,8	-90,7	148,7	2,50	2,50	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
2300,0	20,75	217,59	2277,4	-137,5	-105,8	173,5	0,00	0,00	0,00	0,00
2400,0	20,75	217,59	2370,9	-165,5	-127,4	208,9	0,00	0,00	0,00	0,00
2500,0	20,75	217,59	2464,5	-193,6	-149,0	244,3	0,00	0,00	0,00	0,00
2600,0	20,75	217,59	2558,0	-221,7	-170,6	279,8	0,00	0,00	0,00	0,00
2700,0	20,75	217,59	2651,5	-249,8	-192,3	315,2	0,00	0,00	0,00	0,00
2800,0	20,75	217,59	2745,0	-277,8	-213,9	350,6	0,00	0,00	0,00	0,00
2900,0	20,75	217,59	2838,5	-305,9	-235,5	386,1	0,00	0,00	0,00	0,00
3000,0	20,75	217,59	2932,0	-334,0	-257,1	421,5	0,00	0,00	0,00	0,00
3100,0	20,75	217,59	3025,5	-362,1	-278,7	456,9	0,00	0,00	0,00	0,00
3200,0	20,75	217,59	3119,0	-390,1	-300,3	492,4	0,00	0,00	0,00	0,00
3300,0	20,75	217,59	3212,6	-418,2	-321,9	527,8	0,00	0,00	0,00	0,00
3400,0	20,75	217,59	3306,1	-446,3	-343,5	563,2	0,00	0,00	0,00	0,00
3500,0	20,75	217,59	3399,6	-474,4	-365,2	598,6	0,00	0,00	0,00	0,00
3600,0	20,75	217,59	3493,1	-502,5	-386,8	634,1	0,00	0,00	0,00	0,00
3700,0	20,75	217,59	3586,6	-530,5	-408,4	669,5	0,00	0,00	0,00	0,00
3800,0	20,75	217,59	3680,1	-558,6	-430,0	704,9	0,00	0,00	0,00	0,00
3900,0	20,75	217,59	3773,6	-586,7	-451,6	740,4	0,00	0,00	0,00	0,00
4000,0	20,75	217,59	3867,1	-614,8	-473,2	775,8	0,00	0,00	0,00	0,00
4100,0	20,75	217,59	3960,7	-642,8	-494,8	811,2	0,00	0,00	0,00	0,00
4200,0	20,75	217,59	4054,2	-670,9	-516,4	846,7	0,00	0,00	0,00	0,00
4300,0	20,75	217,59	4147,7	-699,0	-538,1	882,1	0,00	0,00	0,00	0,00
4400,0	20,75	217,59	4241,2	-727,1	-559,7	917,5	0,00	0,00	0,00	0,00
4500,0	20,75	217,59	4334,7	-755,2	-581,3	953,0	0,00	0,00	0,00	0,00
4600,0	20,75	217,59	4428,2	-783,2	-602,9	988,4	0,00	0,00	0,00	0,00
4700,0	20,75	217,59	4521,7	-811,3	-624,5	1023,8	0,00	0,00	0,00	0,00
4800,0	20,75	217,59	4615,2	-839,4	-646,1	1059,3	0,00	0,00	0,00	0,00
4900,0	20,75	217,59	4708,8	-867,5	-667,7	1094,7	0,00	0,00	0,00	0,00
5000,0	20,75	217,59	4802,3	-895,5	-689,3	1130,1	0,00	0,00	0,00	0,00
5100,0	20,75	217,59	4895,8	-923,6	-711,0	1165,6	0,00	0,00	0,00	0,00
5200,0	20,75	217,59	4989,3	-951,7	-732,6	1201,0	0,00	0,00	0,00	0,00
5300,0	20,75	217,59	5082,8	-979,8	-754,2	1236,4	0,00	0,00	0,00	0,00
5400,0	20,75	217,59	5176,3	-1007,8	-775,8	1271,9	0,00	0,00	0,00	0,00
5500,0	20,75	217,59	5269,8	-1035,9	-797,4	1307,3	0,00	0,00	0,00	0,00
5600,0	20,75	217,59	5363,3	-1064,0	-819,0	1342,7	0,00	0,00	0,00	0,00
5700,0	20,75	217,59	5456,9	-1092,1	-840,6	1378,2	0,00	0,00	0,00	0,00
5800,0	20,75	217,59	5550,4	-1120,2	-862,3	1413,6	0,00	0,00	0,00	0,00
5900,0	20,75	217,59	5643,9	-1148,2	-883,9	1449,0	0,00	0,00	0,00	0,00
6000,0	20,75	217,59	5737,4	-1176,3	-905,5	1484,4	0,00	0,00	0,00	0,00
6100,0	20,75	217,59	5830,9	-1204,4	-927,1	1519,9	0,00	0,00	0,00	0,00
6200,0	20,75	217,59	5924,4	-1232,5	-948,7	1555,3	0,00	0,00	0,00	0,00
6300,0	20,75	217,59	6017,9	-1260,5	-970,3	1590,7	0,00	0,00	0,00	0,00
6400,0	20,75	217,59	6111,4	-1288,6	-991,9	1626,2	0,00	0,00	0,00	0,00
6500,0	20,75	217,59	6205,0	-1316,7	-1013,5	1661,6	0,00	0,00	0,00	0,00
6600,0	20,75	217,59	6298,5	-1344,8	-1035,2	1697,0	0,00	0,00	0,00	0,00
6700,0	20,75	217,59	6392,0	-1372,8	-1056,8	1732,5	0,00	0,00	0,00	0,00
6800,0	20,75	217,59	6485,5	-1400,9	-1078,4	1767,9	0,00	0,00	0,00	0,00
6900,0	20,75	217,59	6579,0	-1429,0	-1100,0	1803,3	0,00	0,00	0,00	0,00
7000,0	20,75	217,59	6672,5	-1457,1	-1121,6	1838,8	0,00	0,00	0,00	0,00
7100,0	20,75	217,59	6766,0	-1485,2	-1143,2	1874,2	0,00	0,00	0,00	0,00
7200,0	20,75	217,59	6859,5	-1513,2	-1164,8	1909,6	0,00	0,00	0,00	0,00

PDVSA

Planning Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 12:56:16	Page: 3
Field: GUAFITA SUR	Co-ordinate(NE) Reference: Site: LOCALIZACIÓN CS-54, Grid North		
Site: LOCALIZACIÓN CS-54	Vertical (TVD) Reference: SITE 473,0		
Well: GF-159	Section (VS) Reference: Site (0,00N,0,00E,217,59Azi)		
Wellpath: 1	Plan:	"J"	

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
7300,0	20,75	217,59	6953,1	-1541,3	-1186,4	1945,1	0,00	0,00	0,00	0,00
7400,0	20,75	217,59	7046,6	-1569,4	-1208,1	1980,5	0,00	0,00	0,00	0,00
7500,0	20,75	217,59	7140,1	-1597,5	-1229,7	2015,9	0,00	0,00	0,00	0,00
7600,0	20,75	217,59	7233,6	-1625,5	-1251,3	2051,4	0,00	0,00	0,00	0,00
7676,4	20,75	217,59	7305,0	-1647,0	-1267,8	2078,4	0,00	0,00	0,00	0,00

Section 4 : 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
7700,0	20,75	217,59	7327,1	-1653,6	-1272,9	2086,8	0,00	0,00	0,00	0,00
7800,0	20,75	217,59	7420,6	-1681,7	-1294,5	2122,2	0,00	0,00	0,00	0,00
7900,0	20,75	217,59	7514,1	-1709,8	-1316,1	2157,7	0,00	0,00	0,00	0,00
8000,0	20,75	217,59	7607,6	-1737,8	-1337,7	2193,1	0,00	0,00	0,00	0,00
8100,0	20,75	217,59	7701,2	-1765,9	-1359,3	2228,5	0,00	0,00	0,00	0,00
8200,0	20,75	217,59	7794,7	-1794,0	-1381,0	2264,0	0,00	0,00	0,00	0,00
8300,0	20,75	217,59	7888,2	-1822,1	-1402,6	2299,4	0,00	0,00	0,00	0,00
8337,2	20,75	217,59	7923,0	-1832,5	-1410,6	2312,6	0,00	0,00	0,00	0,00

Survey

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	Tool/Comment
0,0	0,00	217,59	0,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	
100,0	0,00	217,59	100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	Good__mag
200,0	0,00	217,59	200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	Good__mag
300,0	0,00	217,59	300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	Good__mag
400,0	0,00	217,59	400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	Good__mag
500,0	0,00	217,59	500,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	Good__mag
600,0	0,00	217,59	600,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	Good__mag
700,0	0,00	217,59	700,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	Good__mag
800,0	0,00	217,59	800,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	Good__mag
900,0	0,00	217,59	900,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	Good__mag
1000,0	0,00	217,59	1000,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	Good__mag
1100,0	0,00	217,59	1100,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	Good__mag
1200,0	0,00	217,59	1200,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	Good__mag
1300,0	0,00	217,59	1300,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	Good__mag
1400,0	0,00	217,59	1400,0	0,0	0,0	0,0	0,00	0,00	0,00	Good__mag
1500,0	2,50	217,59	1500,0	-1,7	-1,3	2,2	2,50	2,50	0,00	Good__mag
1600,0	5,00	217,59	1599,7	-6,9	-5,3	8,7	2,50	2,50	0,00	Good__mag
1700,0	7,50	217,59	1699,1	-15,5	-12,0	19,6	2,50	2,50	0,00	Good__mag
1800,0	10,00	217,59	1798,0	-27,6	-21,2	34,8	2,50	2,50	0,00	Good__mag
1900,0	12,50	217,59	1896,0	-43,0	-33,1	54,3	2,50	2,50	0,00	Good__mag
2000,0	15,00	217,59	1993,2	-61,9	-47,6	78,1	2,50	2,50	0,00	Good__mag
2100,0	17,50	217,59	2089,2	-84,1	-64,7	106,1	2,50	2,50	0,00	Good__mag
2200,0	20,00	217,59	2183,9	-109,5	-84,3	138,2	2,50	2,50	0,00	Good__mag
2230,1	20,75	217,59	2212,0	-117,8	-90,7	148,7	2,50	2,50	0,00	Good__mag
2300,0	20,75	217,59	2277,4	-137,5	-105,8	173,5	0,00	0,00	0,00	Good__mag
2400,0	20,75	217,59	2370,9	-165,5	-127,4	208,9	0,00	0,00	0,00	Good__mag
2500,0	20,75	217,59	2464,5	-193,6	-149,0	244,3	0,00	0,00	0,00	Good__mag
2600,0	20,75	217,59	2558,0	-221,7	-170,6	279,8	0,00	0,00	0,00	Good__mag
2700,0	20,75	217,59	2651,5	-249,8	-192,3	315,2	0,00	0,00	0,00	Good__mag
2800,0	20,75	217,59	2745,0	-277,8	-213,9	350,6	0,00	0,00	0,00	Good__mag
2900,0	20,75	217,59	2838,5	-305,9	-235,5	386,1	0,00	0,00	0,00	Good__mag
3000,0	20,75	217,59	2932,0	-334,0	-257,1	421,5	0,00	0,00	0,00	Good__mag
3100,0	20,75	217,59	3025,5	-362,1	-278,7	456,9	0,00	0,00	0,00	Good__mag
3200,0	20,75	217,59	3119,0	-390,1	-300,3	492,4	0,00	0,00	0,00	Good__mag
3300,0	20,75	217,59	3212,6	-418,2	-321,9	527,8	0,00	0,00	0,00	Good__mag

PDVSA

Planning Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 12:56:16	Page: 4
Field: GUAFITA SUR	Co-ordinate(N/E) Reference: Site: LOCALIZACIÓN CS-54, Grid North		
Site: LOCALIZACIÓN CS-54	Vertical (TVD) Reference: SITE 473,0		
Well: GF-159	Section (VS) Reference: Site (0,00N,0,00E,217,59Azi)		
Wellpath: 1	Plan: "J"		

Survey

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	Tool/Comment
3400,0	20,75	217,59	3306,1	-446,3	-343,5	563,2	0,00	0,00	0,00	Good_mag
3500,0	20,75	217,59	3399,6	-474,4	-365,2	598,6	0,00	0,00	0,00	Good_mag
3600,0	20,75	217,59	3493,1	-502,5	-386,8	634,1	0,00	0,00	0,00	Good_mag
3700,0	20,75	217,59	3586,6	-530,5	-408,4	669,5	0,00	0,00	0,00	Good_mag
3800,0	20,75	217,59	3680,1	-558,6	-430,0	704,9	0,00	0,00	0,00	Good_mag
3900,0	20,75	217,59	3773,6	-586,7	-451,6	740,4	0,00	0,00	0,00	Good_mag
4000,0	20,75	217,59	3867,1	-614,8	-473,2	775,8	0,00	0,00	0,00	Good_mag
4100,0	20,75	217,59	3960,7	-642,8	-494,8	811,2	0,00	0,00	0,00	Good_mag
4200,0	20,75	217,59	4054,2	-670,9	-516,4	846,7	0,00	0,00	0,00	Good_mag
4300,0	20,75	217,59	4147,7	-699,0	-538,1	882,1	0,00	0,00	0,00	Good_mag
4400,0	20,75	217,59	4241,2	-727,1	-559,7	917,5	0,00	0,00	0,00	Good_mag
4500,0	20,75	217,59	4334,7	-755,2	-581,3	953,0	0,00	0,00	0,00	Good_mag
4600,0	20,75	217,59	4428,2	-783,2	-602,9	988,4	0,00	0,00	0,00	Good_mag
4700,0	20,75	217,59	4521,7	-811,3	-624,5	1023,8	0,00	0,00	0,00	Good_mag
4800,0	20,75	217,59	4615,2	-839,4	-646,1	1059,3	0,00	0,00	0,00	Good_mag
4900,0	20,75	217,59	4708,8	-867,5	-667,7	1094,7	0,00	0,00	0,00	Good_mag
5000,0	20,75	217,59	4802,3	-895,5	-689,3	1130,1	0,00	0,00	0,00	Good_mag
5100,0	20,75	217,59	4895,8	-923,6	-711,0	1165,6	0,00	0,00	0,00	Good_mag
5200,0	20,75	217,59	4989,3	-951,7	-732,6	1201,0	0,00	0,00	0,00	Good_mag
5300,0	20,75	217,59	5082,8	-979,8	-754,2	1236,4	0,00	0,00	0,00	Good_mag
5400,0	20,75	217,59	5176,3	-1007,8	-775,8	1271,9	0,00	0,00	0,00	Good_mag
5500,0	20,75	217,59	5269,8	-1035,9	-797,4	1307,3	0,00	0,00	0,00	Good_mag
5600,0	20,75	217,59	5363,3	-1064,0	-819,0	1342,7	0,00	0,00	0,00	Good_mag
5700,0	20,75	217,59	5456,9	-1092,1	-840,6	1378,2	0,00	0,00	0,00	Good_mag
5800,0	20,75	217,59	5550,4	-1120,2	-862,3	1413,6	0,00	0,00	0,00	Good_mag
5900,0	20,75	217,59	5643,9	-1148,2	-883,9	1449,0	0,00	0,00	0,00	Good_mag
6000,0	20,75	217,59	5737,4	-1176,3	-905,5	1484,4	0,00	0,00	0,00	Good_mag
6100,0	20,75	217,59	5830,9	-1204,4	-927,1	1519,9	0,00	0,00	0,00	Good_mag
6200,0	20,75	217,59	5924,4	-1232,5	-948,7	1555,3	0,00	0,00	0,00	Good_mag
6300,0	20,75	217,59	6017,9	-1260,5	-970,3	1590,7	0,00	0,00	0,00	Good_mag
6400,0	20,75	217,59	6111,4	-1288,6	-991,9	1626,2	0,00	0,00	0,00	Good_mag
6500,0	20,75	217,59	6205,0	-1316,7	-1013,5	1661,6	0,00	0,00	0,00	Good_mag
6600,0	20,75	217,59	6298,5	-1344,8	-1035,2	1697,0	0,00	0,00	0,00	Good_mag
6700,0	20,75	217,59	6392,0	-1372,8	-1056,8	1732,5	0,00	0,00	0,00	Good_mag
6800,0	20,75	217,59	6485,5	-1400,9	-1078,4	1767,9	0,00	0,00	0,00	Good_mag
6900,0	20,75	217,59	6579,0	-1429,0	-1100,0	1803,3	0,00	0,00	0,00	Good_mag
7000,0	20,75	217,59	6672,5	-1457,1	-1121,6	1838,8	0,00	0,00	0,00	Good_mag
7100,0	20,75	217,59	6766,0	-1485,2	-1143,2	1874,2	0,00	0,00	0,00	Good_mag
7200,0	20,75	217,59	6859,5	-1513,2	-1164,8	1909,6	0,00	0,00	0,00	Good_mag
7300,0	20,75	217,59	6953,1	-1541,3	-1186,4	1945,1	0,00	0,00	0,00	Good_mag
7400,0	20,75	217,59	7046,6	-1569,4	-1208,1	1980,5	0,00	0,00	0,00	Good_mag
7500,0	20,75	217,59	7140,1	-1597,5	-1229,7	2015,9	0,00	0,00	0,00	Good_mag
7600,0	20,75	217,59	7233,6	-1625,5	-1251,3	2051,4	0,00	0,00	0,00	Good_mag
7676,4	20,75	217,59	7305,0	-1647,0	-1267,8	2078,4	0,00	0,00	0,00	Good_mag
7700,0	20,75	217,59	7327,1	-1653,6	-1272,9	2086,8	0,00	0,00	0,00	Good_mag
7800,0	20,75	217,59	7420,6	-1681,7	-1294,5	2122,2	0,00	0,00	0,00	Good_mag
7900,0	20,75	217,59	7514,1	-1709,8	-1316,1	2157,7	0,00	0,00	0,00	Good_mag
8000,0	20,75	217,59	7607,6	-1737,8	-1337,7	2193,1	0,00	0,00	0,00	Good_mag
8100,0	20,75	217,59	7701,2	-1765,9	-1359,3	2228,5	0,00	0,00	0,00	Good_mag
8200,0	20,75	217,59	7794,7	-1794,0	-1381,0	2264,0	0,00	0,00	0,00	Good_mag
8300,0	20,75	217,59	7888,2	-1822,1	-1402,6	2299,4	0,00	0,00	0,00	Good_mag
8337,2	20,75	217,59	7923,0	-1832,5	-1410,6	2312,6	0,00	0,00	0,00	Good_mag

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 18:16:50	Page: 1
Field: GUAFITA SUR			
Reference Site: LOCALIZACIÓN CS-54	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: LOCALIZACIÓN CS-54, Grid North	
Reference Well: GF-159	Vertical (TVD) Reference:	SITE 473,0	
Reference Wellpath: 1	Db: Sybase		

NO GLOBAL SCAN: Using user defined selection & scan criteria		Reference: Plan: "J"
Interpolation Method: MD	Interval: 100,0 ft	Error Model: Systematic Ellipse
Depth Range: 0,0 to 8337,2 ft		Scan Method: Closest Approach 3D
Maximum Radius: 3000,0 ft		Error Surface: Ellipse

Plan: "J"	Date Composed: 13/08/2002
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
GF-14X(SURVEY)	GF-14X	GF-14X V0	2600,0	2561,8	148,3	135,1	11,22	
GF-17(SURVEY)	GF-17	GF-17 V0	2400,0	2373,6	59,1	47,8	5,20	
GF-31(SURVEY)	GF-31	GF-31 V0	2100,0	2089,4	53,0	44,5	6,22	
GF-52(SURVEY)	GF-52	GF-52 V0	2200,0	2183,4	95,2	85,8	10,15	

Site: GF-14X(SURVEY)	
Well: GF-14X	
Wellpath: GF-14X 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	3,0	3,0	0,0	0,0	246,17	-116,1	-263,0	287,5	287,5	53885,72	
100,0	100,0	103,1	103,1	0,2	0,2	246,18	-116,1	-263,0	287,5	287,1	803,66	
200,0	200,0	203,2	203,2	0,3	0,4	246,21	-116,0	-263,0	287,4	286,7	404,77	
300,0	300,0	303,3	303,3	0,5	0,5	246,25	-115,7	-263,0	287,3	286,3	270,44	
400,0	400,0	403,4	403,4	0,7	0,7	246,30	-115,4	-263,0	287,2	285,8	202,99	
500,0	500,0	503,5	503,5	0,9	0,9	246,38	-115,0	-263,0	287,0	285,3	162,42	
600,0	600,0	603,6	603,6	1,0	1,1	246,47	-114,5	-263,0	286,8	284,7	135,33	
700,0	700,0	703,7	703,7	1,2	1,3	246,57	-114,0	-263,0	286,6	284,1	115,94	
800,0	800,0	803,8	803,8	1,4	1,4	246,70	-113,3	-263,0	286,4	283,5	101,38	
900,0	900,0	903,9	903,9	1,6	1,6	246,83	-112,5	-263,0	286,1	282,9	90,04	
1000,0	1000,0	1004,0	1004,0	1,7	1,8	246,99	-111,7	-263,0	285,7	282,2	80,95	
1100,0	1100,0	1104,1	1104,1	1,9	2,0	247,16	-110,8	-263,0	285,4	281,5	73,51	
1200,0	1200,0	1204,2	1204,2	2,1	2,1	247,35	-109,7	-263,0	285,0	280,7	67,29	
1300,0	1300,0	1304,3	1304,3	2,3	2,3	247,56	-108,6	-263,0	284,5	280,0	62,03	
1400,0	1400,0	1404,4	1404,3	2,4	2,5	247,78	-107,4	-263,0	284,1	279,2	57,51	
1500,0	1500,0	1504,4	1504,4	2,6	2,7	30,69	-106,1	-263,0	281,7	276,4	53,24	
1600,0	1599,7	1604,2	1604,1	2,8	2,9	31,73	-104,8	-263,0	275,6	270,0	48,84	
1700,0	1699,1	1703,5	1703,5	3,0	3,0	33,38	-103,3	-263,0	265,9	259,9	44,27	
1800,0	1798,0	1802,2	1802,2	3,3	3,2	35,79	-101,8	-263,0	252,9	246,5	39,52	
1900,0	1896,0	1900,1	1900,0	3,7	3,4	39,16	-100,2	-263,0	236,9	230,0	34,59	
2000,0	1993,2	1998,8	1998,7	4,2	3,6	43,85	-98,6	-262,9	218,4	211,0	29,50	
2100,0	2089,2	2094,7	2094,6	4,8	3,7	49,75	-98,4	-261,6	197,4	189,3	24,37	
2200,0	2183,9	2189,8	2189,7	5,6	3,9	57,63	-99,4	-260,2	176,2	167,2	19,52	
2300,0	2277,4	2283,3	2283,2	6,4	4,0	67,95	-99,8	-258,7	157,4	147,3	15,48	
2400,0	2370,9	2376,3	2376,1	7,3	4,2	80,25	-99,9	-257,1	145,3	133,9	12,77	
2500,0	2464,5	2468,8	2468,7	8,1	4,4	93,80	-99,5	-255,5	142,1	129,6	11,41	
2600,0	2558,0	2561,8	2561,6	9,0	4,5	107,21	-99,0	-254,0	148,3	135,1	11,22	
2700,0	2651,5	2654,8	2654,4	9,9	4,7	119,08	-98,4	-252,4	162,9	149,2	11,92	
2800,0	2745,0	2747,4	2747,2	10,8	4,9	128,82	-97,8	-251,0	183,8	169,9	13,22	
2900,0	2838,5	2840,1	2839,9	11,7	5,0	136,54	-97,0	-249,5	209,4	195,3	14,89	
3000,0	2932,0	2932,8	2932,6	12,6	5,2	142,60	-96,2	-248,1	238,0	223,8	16,74	
3100,0	3025,5	3025,1	3024,9	13,5	5,4	147,34	-95,2	-246,9	268,8	254,4	18,67	
3200,0	3119,0	3117,9	3117,7	14,5	5,5	151,11	-94,0	-245,8	301,1	286,5	20,59	
3300,0	3212,6	3210,6	3210,3	15,4	5,7	154,15	-92,8	-244,7	334,5	319,6	22,47	
3400,0	3306,1	3303,5	3303,2	16,3	5,9	156,64	-91,6	-243,7	368,6	353,4	24,28	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 18:16:50	Page: 2
Field: GUAFITA SUR			
Reference Site: LOCALIZACIÓN CS-54	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: LOCALIZACIÓN CS-54, Grid North	
Reference Well: GF-159	Vertical (TVD) Reference:	SITE 473,0	
Reference Wellpath: 1	Db: Sybase		

Site: GF-14X(SURVEY)
Well: GF-14X
Wellpath: GF-14X 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	3399,6	3396,9	3396,6	17,3	6,0	158,74	-90,4	-242,5	403,1	387,6	26,00	
3600,0	3493,1	3489,8	3489,5	18,2	6,2	160,53	-89,3	-241,3	438,0	422,2	27,64	
3700,0	3586,6	3584,9	3584,6	19,1	6,4	162,12	-88,5	-239,9	473,0	456,8	29,18	
3800,0	3680,1	3678,3	3678,0	20,0	6,5	163,50	-88,1	-238,3	508,0	491,5	30,64	
3900,0	3773,6	3770,6	3770,2	21,0	6,7	164,69	-87,7	-236,8	543,3	526,3	32,01	
4000,0	3867,1	3861,2	3860,8	21,9	6,8	165,68	-86,9	-235,5	579,0	561,6	33,32	
4100,0	3960,7	3963,1	3962,7	22,9	7,0	166,68	-86,4	-234,1	614,5	596,7	34,53	
4200,0	4054,2	4057,4	4057,0	23,8	7,2	167,56	-87,1	-232,6	649,2	631,0	35,64	
4300,0	4147,7	4149,7	4149,3	24,7	7,3	168,33	-87,7	-231,1	684,1	665,4	36,70	
4400,0	4241,2	4244,3	4243,9	25,7	7,5	169,05	-88,3	-229,6	719,0	699,9	37,69	
4500,0	4334,7	4337,0	4336,5	26,6	7,7	169,68	-89,0	-228,1	754,0	734,5	38,63	
4600,0	4428,2	4419,4	4418,9	27,5	7,8	170,16	-88,8	-227,0	789,7	769,8	39,57	
4700,0	4521,7	4510,8	4510,4	28,5	8,0	170,58	-87,5	-226,1	826,3	805,9	40,46	
4800,0	4615,2	4603,7	4603,2	29,4	8,2	170,98	-86,2	-225,2	863,0	842,1	41,30	
4900,0	4708,8	4696,8	4696,2	30,4	8,3	171,35	-84,9	-224,2	899,7	878,3	42,11	
5000,0	4802,3	4789,6	4789,1	31,3	8,5	171,69	-83,6	-223,2	936,4	914,5	42,88	
5100,0	4895,8	4882,4	4881,8	32,2	8,7	172,00	-82,3	-222,3	973,1	950,8	43,61	
5200,0	4989,3	4977,2	4976,7	33,2	8,8	172,31	-81,1	-221,2	1009,8	987,0	44,29	
5300,0	5082,8	5070,4	5069,9	34,1	9,0	172,61	-80,3	-219,8	1046,4	1023,1	44,96	
5400,0	5176,3	5163,3	5162,7	35,1	9,2	172,90	-79,5	-218,4	1083,0	1059,2	45,59	
5500,0	5269,8	5254,3	5253,7	36,0	9,3	173,14	-78,4	-217,3	1119,7	1095,5	46,21	
5600,0	5363,3	5346,8	5346,2	36,9	9,5	173,34	-77,0	-216,6	1156,5	1131,8	46,78	
5700,0	5456,9	5440,9	5440,3	37,9	9,7	173,55	-75,7	-215,6	1193,4	1168,1	47,33	
5800,0	5550,4	5533,1	5532,5	38,8	9,8	173,76	-74,6	-214,4	1230,1	1204,5	47,87	
5900,0	5643,9	5626,9	5626,2	39,8	10,0	173,95	-73,5	-213,2	1267,0	1240,8	48,38	
6000,0	5737,4	5719,9	5719,3	40,7	10,2	174,15	-72,6	-211,9	1303,7	1277,1	48,87	
6100,0	5830,9	5811,9	5811,3	41,7	10,3	174,31	-71,4	-210,9	1340,6	1313,4	49,35	
6200,0	5924,4	5904,2	5903,6	42,6	10,5	174,44	-69,9	-210,3	1377,4	1349,8	49,80	
6300,0	6017,9	5997,8	5997,1	43,5	10,7	174,59	-68,6	-209,3	1414,3	1386,2	50,23	
6400,0	6111,4	6091,1	6090,4	44,5	10,8	174,74	-67,6	-208,1	1451,2	1422,5	50,65	
6500,0	6205,0	6227,8	6227,1	45,4	11,1	174,90	-67,2	-208,6	1486,4	1457,2	50,88	
6600,0	6298,5	6322,0	6321,2	46,4	11,2	174,97	-67,7	-210,2	1520,5	1490,8	51,17	
6700,0	6392,0	6418,3	6417,6	47,3	11,4	175,05	-68,2	-211,8	1554,6	1524,4	51,44	
6800,0	6485,5	6516,7	6515,9	48,2	11,5	175,16	-69,5	-212,8	1588,3	1557,6	51,69	
6900,0	6579,0	6609,8	6609,0	49,2	11,7	175,27	-71,0	-213,4	1622,1	1590,8	51,95	
7000,0	6672,5	6700,4	6699,6	50,1	11,8	175,39	-72,5	-213,7	1655,9	1624,2	52,21	
7100,0	6766,0	6790,0	6789,2	51,1	12,0	175,52	-74,0	-213,4	1690,0	1657,8	52,48	
7200,0	6859,5	6886,3	6885,5	52,0	12,1	175,66	-75,7	-213,1	1724,2	1691,5	52,73	
7300,0	6953,1	6985,2	6984,4	53,0	12,3	175,78	-77,3	-213,3	1758,1	1724,9	52,95	
7400,0	7046,6	7080,0	7079,1	53,9	12,5	175,88	-79,0	-213,6	1792,0	1758,3	53,17	
7500,0	7140,1	7166,7	7165,9	54,8	12,6	175,97	-80,4	-213,9	1825,9	1791,7	53,40	
7600,0	7233,6	7250,5	7249,6	55,8	12,8	176,08	-81,6	-213,4	1860,4	1825,7	53,65	
7700,0	7327,1	7345,5	7344,6	56,7	12,9	176,20	-83,1	-212,5	1895,1	1859,9	53,88	
7800,0	7420,6	7438,1	7437,2	57,7	13,1	176,32	-84,4	-211,7	1929,7	1894,1	54,10	
7900,0	7514,1	7532,4	7531,5	58,6	13,2	176,43	-85,8	-210,8	1964,4	1928,3	54,32	
8000,0	7607,6	7627,2	7626,3	59,6	13,4	176,54	-87,3	-210,0	1999,1	1962,4	54,52	
8100,0	7701,2	7721,6	7720,7	60,5	13,6	176,64	-88,7	-209,2	2033,7	1996,6	54,72	
8200,0	7794,7	7816,8	7815,9	61,4	13,7	176,75	-90,2	-208,5	2068,3	2030,7	54,91	
8300,0	7888,2	7912,4	7911,5	62,4	13,9	176,84	-91,7	-207,8	2102,9	2064,7	55,09	
8337,2	7923,0	7948,4	7947,4	62,7	13,9	176,88	-92,3	-207,6	2115,7	2077,3	55,16	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 18:16:50	Page: 3
Field: GUAFITA SUR			
Reference Site: LOCALIZACIÓN CS-54	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: LOCALIZACIÓN CS-54, Grid North	
Reference Well: GF-159	Vertical (TVD) Reference:	SITE 473,0	
Reference Wellpath: 1	Db: Sybase		

Site: GF-17(SURVEY)
Well: GF-17
Wellpath: GF-17 V0

Inter-Site Error: 0,0 ft

Reference MD ft	TVD ft	Offset		Semi-Major Axis			Offset Location		Ctr-Ctr Distance ft	Edge Distance ft	Separation Factor	Warning
		MD ft	TVD ft	Ref ft	Offset ft	TFO-HS deg	North ft	East ft				
0,0	0,0	2,0	2,0	0,0	0,0	236,76	-118,7	-181,2	216,6	216,6	62929,80	
100,0	100,0	102,0	102,0	0,2	0,2	236,76	-118,7	-181,2	216,6	216,3	618,78	
200,0	200,0	202,0	202,0	0,3	0,3	236,76	-118,7	-181,2	216,6	215,9	310,92	
300,0	300,0	302,0	302,0	0,5	0,5	236,76	-118,7	-181,2	216,6	215,6	207,62	
400,0	400,0	402,0	402,0	0,7	0,7	236,76	-118,7	-181,2	216,6	215,2	155,85	
500,0	500,0	502,0	502,0	0,9	0,9	236,76	-118,7	-181,2	216,6	214,9	124,74	
600,0	600,0	602,0	602,0	1,0	1,0	236,76	-118,7	-181,2	216,6	214,6	103,98	
700,0	700,0	702,0	702,0	1,2	1,2	236,76	-118,7	-181,2	216,6	214,2	89,15	
800,0	800,0	802,0	802,0	1,4	1,4	236,76	-118,7	-181,2	216,6	213,9	78,02	
900,0	900,0	902,0	902,0	1,6	1,6	236,76	-118,7	-181,2	216,6	213,5	69,36	
1000,0	1000,0	1002,0	1002,0	1,7	1,7	236,76	-118,7	-181,2	216,6	213,2	62,43	
1100,0	1100,0	1102,0	1102,0	1,9	1,9	236,76	-118,7	-181,2	216,6	212,8	56,76	
1200,0	1200,0	1202,0	1202,0	2,1	2,1	236,76	-118,7	-181,2	216,6	212,5	52,03	
1300,0	1300,0	1302,0	1302,0	2,3	2,2	236,76	-118,7	-181,2	216,6	212,1	48,03	
1400,0	1400,0	1402,0	1402,0	2,4	2,4	236,76	-118,7	-181,2	216,6	211,8	44,61	
1500,0	1500,0	1503,9	1503,9	2,6	2,6	19,31	-118,9	-180,8	214,3	209,1	41,17	
1600,0	1599,7	1603,3	1603,3	2,8	2,8	19,55	-119,6	-179,1	207,1	201,6	37,33	
1700,0	1699,1	1702,1	1702,1	3,0	2,9	20,30	-120,4	-177,9	196,3	190,4	33,30	
1800,0	1798,0	1800,6	1800,6	3,3	3,1	21,62	-121,4	-176,8	181,7	175,4	29,07	
1900,0	1896,0	1898,6	1898,5	3,7	3,3	23,81	-122,5	-175,8	163,3	156,7	24,62	
2000,0	1993,2	1995,8	1995,7	4,2	3,5	27,34	-123,7	-174,9	141,4	134,4	19,98	
2100,0	2089,2	2091,4	2091,3	4,8	3,6	33,29	-124,7	-174,2	116,8	109,1	15,25	
2200,0	2183,9	2186,0	2186,0	5,6	3,8	43,86	-125,8	-173,7	90,9	82,4	10,64	
2300,0	2277,4	2279,8	2279,7	6,4	4,0	62,84	-127,0	-173,5	68,4	58,5	6,88	
2400,0	2370,9	2373,6	2373,5	7,3	4,1	91,57	-128,3	-173,3	59,1	47,8	5,20	
2500,0	2464,5	2467,5	2467,4	8,1	4,3	120,37	-129,5	-173,1	68,5	56,9	5,87	
2600,0	2558,0	2561,7	2561,5	9,0	4,4	138,18	-131,2	-174,7	90,6	79,1	7,89	
2700,0	2651,5	2661,8	2661,4	9,9	4,6	147,21	-135,2	-180,7	115,4	103,8	10,00	
2800,0	2745,0	2760,8	2759,6	10,8	4,8	150,98	-142,0	-191,7	138,2	126,3	11,60	
2900,0	2838,5	2865,3	2862,2	11,7	5,1	151,81	-150,6	-209,1	159,0	146,4	12,68	
3000,0	2932,0	2974,4	2967,7	12,6	5,5	150,93	-164,9	-232,9	174,1	160,7	13,00	
3100,0	3025,5	3078,7	3066,5	13,5	6,1	148,69	-182,5	-261,0	184,6	170,0	12,65	
3200,0	3119,0	3178,4	3159,1	14,5	6,7	145,06	-199,9	-293,5	194,1	177,9	11,96	
3300,0	3212,6	3277,4	3249,8	15,4	7,5	140,72	-216,8	-329,4	204,6	186,4	11,22	
3400,0	3306,1	3377,2	3339,6	16,3	8,4	135,77	-234,5	-369,1	215,6	195,0	10,46	
3500,0	3399,6	3477,4	3428,2	17,3	9,5	130,42	-253,6	-412,0	227,2	203,9	9,75	
3600,0	3493,1	3574,4	3511,1	18,2	10,7	124,46	-273,8	-458,0	240,0	213,7	9,14	
3700,0	3586,6	3669,2	3589,5	19,1	12,0	118,15	-294,7	-507,1	255,7	226,4	8,73	
3800,0	3680,1	3762,8	3665,3	20,0	13,3	112,05	-316,2	-557,6	274,5	242,3	8,53	
3900,0	3773,6	3856,0	3740,0	21,0	14,7	106,51	-337,9	-609,0	296,5	261,7	8,51	
4000,0	3867,1	3949,4	3814,9	21,9	16,1	101,70	-359,8	-660,4	320,9	283,7	8,62	
4100,0	3960,7	4043,6	3890,5	22,9	17,5	97,56	-381,7	-712,1	347,3	307,8	8,80	
4200,0	4054,2	4138,6	3967,2	23,8	18,9	94,07	-403,6	-763,6	374,8	333,3	9,03	
4300,0	4147,7	4236,0	4046,7	24,7	20,3	91,15	-425,6	-815,6	402,9	359,4	9,27	
4400,0	4241,2	4331,3	4125,2	25,7	21,7	88,84	-446,7	-865,3	431,2	385,8	9,50	
4500,0	4334,7	4426,1	4203,6	26,6	23,0	86,90	-467,2	-914,4	460,0	412,8	9,75	
4600,0	4428,2	4523,1	4284,6	27,5	24,4	85,34	-487,2	-963,7	488,9	439,9	9,98	
4700,0	4521,7	4621,0	4366,7	28,5	25,8	83,95	-507,6	-1013,2	517,7	466,8	10,18	
4800,0	4615,2	4717,7	4448,2	29,4	27,1	82,84	-527,1	-1061,3	546,3	493,7	10,38	
4900,0	4708,8	4809,1	4525,9	30,4	28,4	82,03	-544,4	-1106,3	575,2	520,9	10,58	
5000,0	4802,3	4901,4	4604,1	31,3	29,6	81,27	-561,7	-1152,3	604,8	548,8	10,79	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 18:16:50	Page: 4
Field: GUAFITA SUR			
Reference Site: LOCALIZACIÓN CS-54	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: LOCALIZACIÓN CS-54, Grid North	
Reference Well: GF-159	Vertical (TVD) Reference:	SITE 473,0	
Reference Wellpath: 1	Db: Sybase		

Site: GF-17(SURVEY)
Well: GF-17
Wellpath: GF-17 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		
5100,0	4895,8	5007,8	4694,8	32,2	31,1	80,58	-581,1	-1204,3	634,0	576,0	10,93	
5200,0	4989,3	5106,4	4779,4	33,2	32,4	80,04	-599,2	-1251,5	662,1	602,3	11,07	
5300,0	5082,8	5207,2	4866,3	34,1	33,8	79,57	-617,9	-1299,2	689,8	628,1	11,18	
5400,0	5176,3	5307,6	4953,0	35,1	35,1	79,13	-636,8	-1346,2	716,8	653,2	11,28	
5500,0	5269,8	5411,3	5042,8	36,0	36,4	78,73	-656,6	-1393,9	743,0	677,6	11,36	
5600,0	5363,3	5509,8	5128,5	36,9	37,7	78,39	-675,6	-1438,7	768,7	701,5	11,44	
5700,0	5456,9	5606,9	5213,0	37,9	39,0	78,08	-694,3	-1482,7	794,3	725,3	11,51	
5800,0	5550,4	5708,4	5301,7	38,8	40,2	77,82	-713,6	-1528,2	819,5	748,7	11,56	
5900,0	5643,9	5812,5	5393,0	39,8	41,6	77,61	-733,2	-1574,1	844,2	771,4	11,60	
6000,0	5737,4	5918,9	5486,6	40,7	42,9	77,38	-754,2	-1620,2	867,7	793,0	11,62	
6100,0	5830,9	6025,2	5580,8	41,7	44,2	77,24	-774,6	-1665,0	890,4	813,8	11,63	
6200,0	5924,4	6121,3	5666,1	42,6	45,3	77,11	-793,6	-1705,0	912,3	834,0	11,64	
6300,0	6017,9	6225,8	5759,1	43,5	46,6	77,04	-813,2	-1748,3	934,6	854,3	11,64	
6400,0	6111,4	6326,2	5849,1	44,5	47,7	77,02	-831,8	-1788,8	955,8	873,7	11,64	
6500,0	6205,0	6431,9	5944,2	45,4	49,0	77,05	-850,9	-1830,9	976,8	892,7	11,62	
6600,0	6298,5	6510,3	6014,4	46,4	49,9	77,04	-865,5	-1862,6	998,1	912,4	11,64	
6700,0	6392,0	6582,3	6078,1	47,3	50,8	76,97	-878,9	-1893,4	1021,6	934,4	11,71	
6800,0	6485,5	6654,6	6141,1	48,2	51,8	76,85	-892,3	-1926,2	1047,7	958,9	11,80	
6900,0	6579,0	6729,2	6205,3	49,2	52,8	76,68	-906,1	-1961,6	1075,7	985,3	11,91	
7000,0	6672,5	6810,0	6273,7	50,1	53,9	76,45	-921,0	-2001,9	1105,8	1014,0	12,04	
7100,0	6766,0	6872,0	6325,3	51,1	54,9	76,22	-932,8	-2034,2	1137,9	1044,8	12,21	
7200,0	6859,5	6941,3	6382,0	52,0	55,9	75,91	-946,3	-2071,6	1172,0	1077,5	12,40	
7300,0	6953,1	6996,0	6426,0	53,0	56,8	75,65	-957,1	-2102,3	1208,3	1112,6	12,63	
7400,0	7046,6	7071,4	6485,6	53,9	58,0	75,25	-971,8	-2146,1	1246,6	1149,6	12,85	
7500,0	7140,1	7178,1	6568,8	54,8	59,8	74,67	-992,9	-2209,4	1286,1	1187,2	13,01	
7600,0	7233,6	7305,9	6670,0	55,8	61,8	74,03	-1019,4	-2282,8	1323,3	1222,3	13,10	
7700,0	7327,1	7436,1	6775,1	56,7	63,8	73,48	-1047,4	-2354,5	1358,0	1254,9	13,16	
7800,0	7420,6	7530,5	6852,0	57,7	65,3	73,11	-1067,9	-2405,3	1391,5	1286,6	13,27	
7900,0	7514,1	7629,1	6932,3	58,6	66,8	72,75	-1089,3	-2458,2	1424,8	1318,3	13,37	
8000,0	7607,6	7728,9	7014,0	59,6	68,3	72,42	-1110,8	-2511,4	1457,9	1349,6	13,46	
8100,0	7701,2	7871,0	7132,1	60,5	70,4	72,04	-1141,2	-2584,4	1489,0	1378,5	13,47	
8200,0	7794,7	7981,2	7225,0	61,4	71,9	71,82	-1164,3	-2638,8	1518,4	1405,9	13,50	
8300,0	7888,2	8119,8	7343,4	62,4	73,8	71,61	-1193,1	-2705,0	1546,2	1431,5	13,48	
8337,2	7923,0	8169,5	7386,5	62,7	74,4	71,57	-1203,2	-2727,6	1555,8	1440,3	13,47	

Site: GF-31(SURVEY)
Well: GF-31
Wellpath: GF-31 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	187,95	-113,5	-15,8	114,6			No Data
100,0	100,0	100,0	100,0	0,2	0,2	187,96	-113,5	-15,9	114,6	114,2	327,28	
200,0	200,0	199,9	199,9	0,3	0,4	187,98	-113,5	-15,9	114,6	113,9	163,70	
300,0	300,0	299,9	299,9	0,5	0,5	188,03	-113,6	-16,0	114,7	113,7	109,20	
400,0	400,0	399,9	399,9	0,7	0,7	188,09	-113,7	-16,2	114,8	113,4	81,97	
500,0	500,0	499,8	499,8	0,9	0,9	188,17	-113,8	-16,3	114,9	113,2	65,65	
600,0	600,0	599,8	599,8	1,0	1,1	188,26	-113,9	-16,5	115,1	113,0	54,78	
700,0	700,0	699,8	699,8	1,2	1,2	188,37	-114,0	-16,8	115,3	112,8	47,03	
800,0	800,0	799,7	799,7	1,4	1,4	188,50	-114,2	-17,1	115,5	112,7	41,22	
900,0	900,0	899,7	899,7	1,6	1,6	188,65	-114,4	-17,4	115,7	112,5	36,72	
1000,0	1000,0	999,7	999,7	1,7	1,8	188,81	-114,6	-17,8	116,0	112,5	33,12	

PDVSA

Anticollision Report

Company:	PDVSA	Date:	08/10/2002	Time:	18:16:50	Page:	5	
Field:	GUAFITA SUR							
Reference Site:	LOCALIZACIÓN CS-54	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: LOCALIZACIÓN CS-54, Grid North					
Reference Well:	GF-159	Vertical (TVD) Reference:	SITE 473,0					
Reference Wellpath:	1						Db:	Sybase

Site: GF-31(SURVEY)
Well: GF-31
Wellpath: GF-31 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		
1100,0	1100,0	1099,6	1099,6	1,9	1,9	188,99	-114,8	-18,2	116,2	112,4	30,19	
1200,0	1200,0	1199,6	1199,6	2,1	2,1	189,18	-115,1	-18,6	116,6	112,4	27,75	
1300,0	1300,0	1299,6	1299,6	2,3	2,3	189,39	-115,4	-19,1	116,9	112,4	25,69	
1400,0	1400,0	1399,5	1399,5	2,4	2,5	189,62	-115,6	-19,6	117,3	112,4	23,93	
1500,0	1500,0	1499,5	1499,5	2,6	2,7	331,75	-116,0	-20,2	115,8	110,5	22,06	
1600,0	1599,7	1599,3	1599,3	2,8	2,8	330,35	-116,3	-20,7	110,5	104,9	19,73	
1700,0	1699,1	1698,7	1698,7	3,0	3,0	327,52	-116,7	-21,4	101,6	95,6	17,04	
1800,0	1798,0	1797,6	1797,6	3,3	3,2	322,52	-117,1	-22,0	89,5	83,1	14,07	
1900,0	1896,0	1895,8	1895,8	3,7	3,4	313,79	-117,5	-22,7	75,1	68,3	10,95	
2000,0	1993,2	1993,1	1993,1	4,2	3,5	298,23	-117,9	-23,5	61,0	53,4	8,04	
2100,0	2089,2	2089,4	2089,3	4,8	3,7	272,46	-118,3	-24,2	53,0	44,5	6,22	
2200,0	2183,9	2184,3	2184,3	5,6	3,9	242,61	-118,8	-25,0	60,0	51,0	6,61	
2300,0	2277,4	2278,3	2278,2	6,4	4,0	221,34	-119,2	-25,8	82,1	72,9	8,93	
2400,0	2370,9	2372,1	2372,1	7,3	4,2	209,48	-119,7	-26,6	110,7	101,4	11,87	
2500,0	2464,5	2466,1	2466,0	8,1	4,4	202,53	-120,2	-27,5	142,0	132,4	14,81	
2600,0	2558,0	2560,0	2559,9	9,0	4,5	198,08	-120,7	-28,4	174,4	164,5	17,59	
2700,0	2651,5	2654,0	2653,9	9,9	4,7	195,02	-121,3	-29,3	207,5	197,2	20,15	
2800,0	2745,0	2747,9	2747,9	10,8	4,9	192,80	-121,8	-30,3	240,9	230,2	22,51	
2900,0	2838,5	2842,0	2841,9	11,7	5,0	191,12	-122,4	-31,3	274,5	263,4	24,66	
3000,0	2932,0	2936,0	2935,9	12,6	5,2	189,80	-123,0	-32,4	308,3	296,7	26,64	
3100,0	3025,5	3030,0	3029,9	13,5	5,4	188,77	-123,8	-33,4	342,0	329,9	28,43	
3200,0	3119,0	3123,3	3123,1	14,5	5,5	187,47	-122,2	-36,1	376,3	363,9	30,18	
3300,0	3212,6	3229,8	3229,3	15,4	5,7	185,79	-120,0	-43,0	408,7	395,7	31,61	
3400,0	3306,1	3330,9	3329,9	16,3	6,0	184,00	-117,3	-53,5	439,3	425,9	32,78	
3500,0	3399,6	3421,8	3420,0	17,3	6,2	182,22	-113,3	-65,5	469,7	455,8	33,76	
3600,0	3493,1	3524,6	3521,2	18,2	6,5	180,10	-107,3	-81,6	500,1	485,6	34,48	
3700,0	3586,6	3613,8	3608,6	19,1	6,8	178,14	-100,4	-98,0	530,9	515,8	35,01	
3800,0	3680,1	3712,6	3704,7	20,0	7,2	175,84	-91,1	-119,0	562,0	546,0	35,14	
3900,0	3773,6	3803,3	3792,2	21,0	7,7	173,68	-81,2	-140,6	593,8	576,9	35,09	
4000,0	3867,1	3893,9	3879,2	21,9	8,1	171,53	-70,1	-163,7	626,6	608,6	34,87	
4100,0	3960,7	3979,7	3960,9	22,9	8,7	169,53	-58,4	-186,9	660,6	641,5	34,46	
4200,0	4054,2	4063,9	4040,6	23,8	9,3	167,58	-45,4	-210,8	696,3	675,9	34,11	
4300,0	4147,7	4145,4	4117,1	24,7	9,9	165,72	-31,4	-235,2	733,7	712,0	33,76	
4400,0	4241,2	4223,3	4189,5	25,7	10,5	163,92	-16,4	-259,7	773,2	750,0	33,42	
4500,0	4334,7	4300,7	4260,6	26,6	11,2	162,13	0,2	-285,5	814,6	790,0	33,10	
4600,0	4428,2	4378,8	4331,6	27,5	12,0	160,35	18,3	-312,7	857,9	831,7	32,75	
4700,0	4521,7	4453,1	4398,3	28,5	12,7	158,68	36,5	-339,7	902,8	875,1	32,54	
4800,0	4615,2	4522,1	4459,8	29,4	13,5	157,21	54,6	-365,1	949,9	920,6	32,48	
4900,0	4708,8	4593,8	4523,3	30,4	14,2	155,75	74,5	-391,7	998,9	968,1	32,41	
5000,0	4802,3	4667,8	4588,2	31,3	15,1	154,28	95,9	-420,1	1049,4	1016,9	32,30	
5100,0	4895,8	4742,0	4652,7	32,2	16,0	152,84	118,1	-449,5	1101,2	1067,0	32,21	
5200,0	4989,3	4812,2	4713,2	33,2	16,8	151,56	139,7	-477,7	1154,2	1118,4	32,22	
5300,0	5082,8	4882,2	4773,5	34,1	17,7	150,37	161,7	-505,6	1208,5	1171,1	32,29	
5400,0	5176,3	4954,1	4835,2	35,1	18,6	149,24	185,0	-534,3	1263,9	1224,8	32,34	
5500,0	5269,8	5026,3	4897,0	36,0	19,5	148,17	208,7	-563,1	1320,2	1279,5	32,41	
5600,0	5363,3	5097,7	4957,9	36,9	20,5	147,17	232,6	-591,8	1377,3	1335,0	32,52	
5700,0	5456,9	5171,8	5020,9	37,9	21,4	146,21	257,6	-621,5	1435,2	1391,2	32,61	
5800,0	5550,4	5247,1	5085,2	38,8	22,4	145,32	283,3	-651,2	1493,5	1447,9	32,72	
5900,0	5643,9	5322,4	5149,6	39,8	23,3	144,52	309,1	-680,4	1552,3	1505,0	32,84	
6000,0	5737,4	5402,4	5218,3	40,7	24,3	143,75	336,7	-710,9	1611,4	1562,4	32,93	
6100,0	5830,9	5484,1	5288,7	41,7	25,4	143,04	364,7	-741,5	1670,5	1619,9	33,02	

PDVSA

Anticollision Report

Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 18:16:50	Page: 6
Field: GUAFITA SUR			
Reference Site: LOCALIZACIÓN CS-54	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: LOCALIZACIÓN CS-54, Grid North	
Reference Well: GF-159	Vertical (TVD) Reference:	SITE 473,0	
Reference Wellpath: 1	Db: Sybase		

Site: GF-31(SURVEY)
Well: GF-31
Wellpath: GF-31 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				
6200,0	5924,4	5556,0	5350,8	42,6	26,3	142,47	389,3	-768,0	1729,6	1677,5	33,20	
6300,0	6017,9	5631,1	5415,6	43,5	27,3	141,92	415,1	-795,7	1789,2	1735,5	33,34	
6400,0	6111,4	5696,9	5472,1	44,5	28,2	141,44	438,2	-820,5	1849,4	1794,3	33,57	
6500,0	6205,0	5776,0	5539,4	45,4	29,2	140,87	466,5	-850,9	1910,3	1853,6	33,70	
6600,0	6298,5	5834,5	5589,1	46,4	30,0	140,46	487,7	-873,5	1971,7	1913,6	33,98	
6700,0	6392,0	5909,5	5652,7	47,3	31,0	139,97	514,9	-902,2	2033,3	1973,7	34,12	
6800,0	6485,5	5984,4	5716,3	48,2	32,0	139,52	542,2	-930,7	2095,1	2033,9	34,28	
6900,0	6579,0	6050,8	5772,8	49,2	32,9	139,14	566,7	-955,9	2157,2	2094,6	34,49	
7000,0	6672,5	6115,3	5827,3	50,1	33,8	138,79	590,7	-980,5	2219,8	2155,9	34,72	
7100,0	6766,0	6179,1	5881,2	51,1	34,7	138,45	614,8	-1004,9	2282,9	2217,6	34,95	
7200,0	6859,5	6245,0	5936,5	52,0	35,6	138,11	640,0	-1030,2	2346,6	2279,8	35,17	
7300,0	6953,1	6313,5	5993,9	53,0	36,6	137,77	666,4	-1056,6	2410,6	2342,4	35,35	
7400,0	7046,6	6384,8	6053,6	53,9	37,6	137,43	694,0	-1084,3	2474,7	2405,0	35,51	
7500,0	7140,1	6455,9	6113,0	54,8	38,6	137,10	721,7	-1111,9	2539,1	2467,9	35,67	
7600,0	7233,6	6527,7	6172,9	55,8	39,6	136,78	749,7	-1139,8	2603,7	2531,0	35,83	
7700,0	7327,1	6601,0	6234,3	56,7	40,6	136,50	778,4	-1167,5	2668,4	2594,2	36,00	
7800,0	7420,6	6674,4	6296,2	57,7	41,6	136,25	807,4	-1194,4	2733,2	2657,6	36,17	
7900,0	7514,1	6766,4	6374,1	58,6	42,9	135,98	843,7	-1227,4	2797,8	2720,5	36,21	
8000,0	7607,6	6851,9	6446,6	59,6	44,1	135,73	876,9	-1258,2	2862,0	2783,2	36,28	
8100,0	7701,2	6928,1	6511,2	60,5	45,1	135,52	906,4	-1285,8	2926,2	2845,9	36,41	
8200,0	7794,7	7004,4	6575,9	61,4	46,1	135,32	936,0	-1313,3	2990,5	2908,6	36,54	

Site: GF-52(SURVEY)
Well: GF-52
Wellpath: GF-52 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	250,41	-55,1	-154,7	164,2			No Data
100,0	100,0	100,0	100,0	0,2	0,2	250,42	-55,0	-154,7	164,2	163,8	472,62	
200,0	200,0	200,0	200,0	0,3	0,3	250,47	-54,9	-154,7	164,2	163,5	236,30	
300,0	300,0	300,0	300,0	0,5	0,5	250,55	-54,7	-154,8	164,1	163,1	157,52	
400,0	400,0	400,0	400,0	0,7	0,7	250,65	-54,4	-154,9	164,1	162,7	118,13	
500,0	500,0	500,0	500,0	0,9	0,9	250,79	-54,0	-155,0	164,1	162,4	94,50	
600,0	600,0	600,0	600,0	1,0	1,0	250,96	-53,5	-155,1	164,1	162,0	78,74	
700,0	700,0	700,0	700,0	1,2	1,2	251,16	-53,0	-155,3	164,1	161,6	67,48	
800,0	800,0	800,0	800,0	1,4	1,4	251,40	-52,3	-155,5	164,1	161,3	59,04	
900,0	900,0	900,0	900,0	1,6	1,6	251,66	-51,6	-155,7	164,0	160,9	52,47	
1000,0	1000,0	1000,1	1000,1	1,7	1,7	251,95	-50,8	-156,0	164,0	160,5	47,22	
1100,0	1100,0	1100,4	1100,3	1,9	1,9	252,22	-50,1	-156,1	163,9	160,1	42,87	
1200,0	1200,0	1200,7	1200,6	2,1	2,1	252,43	-49,4	-156,0	163,6	159,4	39,22	
1300,0	1300,0	1300,9	1300,9	2,3	2,3	252,57	-48,8	-155,6	163,1	158,6	36,09	
1400,0	1400,0	1401,2	1401,2	2,4	2,4	252,66	-48,4	-155,1	162,5	157,6	33,37	
1500,0	1500,0	1501,4	1501,4	2,6	2,6	35,60	-48,1	-154,3	159,9	154,7	30,65	
1600,0	1599,7	1601,1	1601,0	2,8	2,8	37,19	-47,6	-153,6	153,8	148,2	27,60	
1700,0	1699,1	1700,3	1700,3	3,0	3,0	40,14	-46,9	-152,9	144,4	138,5	24,31	
1800,0	1798,0	1798,9	1798,9	3,3	3,1	44,89	-46,0	-152,3	132,4	126,0	20,83	
1900,0	1896,0	1896,6	1896,6	3,7	3,3	52,21	-44,9	-151,9	118,7	111,9	17,29	
2000,0	1993,2	1993,4	1993,4	4,2	3,5	63,19	-43,7	-151,5	105,4	97,9	13,95	
2100,0	2089,2	2089,1	2089,0	4,8	3,6	78,65	-42,4	-151,0	95,8	87,4	11,34	
2200,0	2183,9	2183,4	2183,3	5,6	3,8	97,64	-41,3	-150,6	95,2	85,8	10,15	
2300,0	2277,4	2276,6	2276,5	6,4	4,0	116,19	-40,2	-150,2	106,9	97,0	10,71	

PDVSA

Anticollision Report

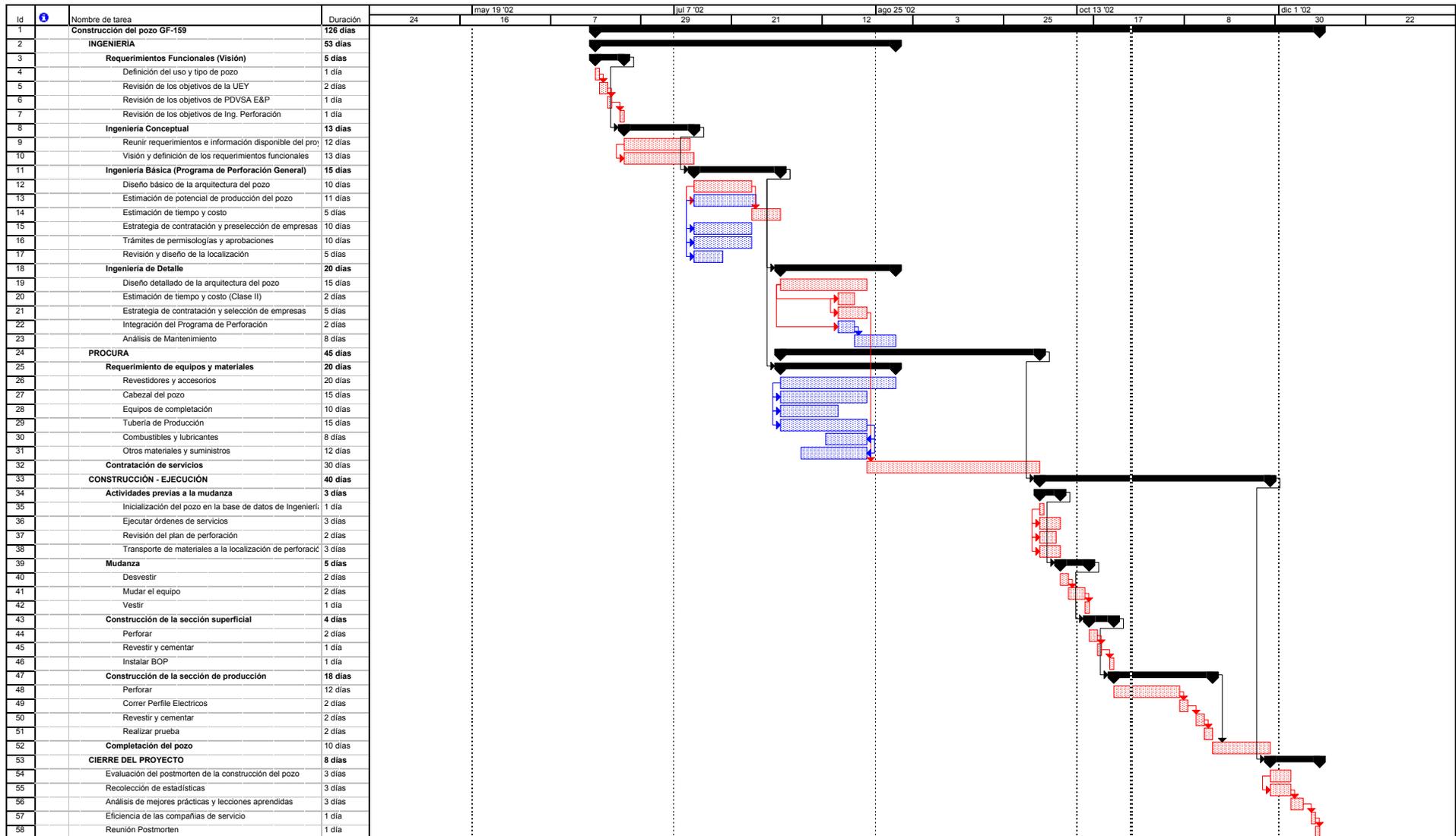
Company: PDVSA	Date: 08/10/2002	Time: 18:16:50	Page: 7
Field: GUAFITA SUR			
Reference Site: LOCALIZACIÓN CS-54	Co-ordinate(NE) Reference:	Site: LOCALIZACIÓN CS-54, Grid North	
Reference Well: GF-159	Vertical (TVD) Reference:	SITE 473,0	
Reference Wellpath: 1	Db: Sybase		

Site: GF-52(SURVEY)
Well: GF-52
Wellpath: GF-52 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	2370,9	2369,7	2369,6	7,3	4,1	130,35	-39,1	-149,7	128,4	118,1	12,44	
2500,0	2464,5	2462,5	2462,4	8,1	4,3	140,30	-38,0	-149,2	155,6	145,0	14,72	
2600,0	2558,0	2551,4	2551,3	9,0	4,5	147,03	-36,0	-148,7	187,1	176,3	17,25	
2700,0	2651,5	2638,6	2638,4	9,9	4,6	151,39	-31,8	-149,3	222,6	211,4	19,90	
2800,0	2745,0	2724,3	2723,8	10,8	4,8	154,02	-25,2	-151,7	261,1	249,5	22,51	
2900,0	2838,5	2807,5	2806,4	11,7	5,0	155,48	-16,1	-155,7	302,3	290,2	25,01	
3000,0	2932,0	2885,9	2883,8	12,6	5,2	156,22	-4,9	-160,5	346,4	333,8	27,45	
3100,0	3025,5	2960,8	2957,2	13,5	5,5	156,52	8,9	-165,9	393,8	380,6	29,86	
3200,0	3119,0	3036,0	3030,3	14,5	5,8	156,53	25,7	-172,0	444,1	430,3	32,16	
3300,0	3212,6	3111,2	3102,9	15,4	6,1	156,41	44,3	-178,4	496,5	482,1	34,27	
3400,0	3306,1	3186,0	3174,7	16,3	6,5	156,22	64,0	-185,3	550,2	535,0	36,20	
3500,0	3399,6	3253,0	3238,4	17,3	6,9	155,95	83,5	-192,0	605,9	590,0	38,11	
3600,0	3493,1	3316,0	3297,6	18,2	7,3	155,60	104,0	-198,9	664,3	647,7	39,98	
3700,0	3586,6	3378,0	3355,0	19,1	7,8	155,16	126,1	-206,5	725,0	707,6	41,70	
3800,0	3680,1	3434,1	3406,3	20,0	8,3	154,72	147,6	-213,9	787,6	769,5	43,37	
3900,0	3773,6	3491,1	3457,8	21,0	8,9	154,25	170,8	-221,9	852,2	833,2	44,92	
4000,0	3867,1	3549,8	3510,1	21,9	9,4	153,75	195,8	-230,5	918,4	898,6	46,31	
4100,0	3960,7	3606,5	3560,1	22,9	10,0	153,27	221,0	-239,2	985,9	965,2	47,61	
4200,0	4054,2	3658,0	3605,1	23,8	10,6	152,81	244,8	-247,7	1054,7	1033,2	48,91	
4300,0	4147,7	3706,6	3646,9	24,7	11,2	152,40	268,2	-255,7	1125,1	1102,7	50,22	
4400,0	4241,2	3757,0	3689,9	25,7	11,8	151,99	293,4	-263,9	1197,0	1173,7	51,41	
4500,0	4334,7	3804,5	3729,8	26,6	12,5	151,59	317,7	-272,2	1269,8	1245,7	52,56	
4600,0	4428,2	3860,3	3776,2	27,5	13,2	151,14	347,1	-282,0	1343,8	1318,7	53,44	
4700,0	4521,7	3934,0	3837,5	28,5	14,2	150,63	385,9	-294,6	1417,9	1391,5	53,85	
4800,0	4615,2	4007,9	3899,3	29,4	15,2	150,18	424,5	-307,1	1491,6	1464,1	54,22	
4900,0	4708,8	4061,0	3943,7	30,4	15,9	149,88	452,2	-316,1	1565,4	1537,0	55,00	
5000,0	4802,3	4107,8	3982,4	31,3	16,6	149,64	477,3	-324,0	1640,2	1610,9	55,86	
5100,0	4895,8	4183,3	4045,0	32,2	17,6	149,29	517,7	-336,3	1715,1	1684,6	56,12	
5200,0	4989,3	4247,1	4097,9	33,2	18,5	149,02	551,7	-346,7	1789,8	1758,2	56,57	
5300,0	5082,8	4308,5	4148,8	34,1	19,4	148,79	584,6	-356,7	1864,8	1832,1	57,05	
5400,0	5176,3	4374,8	4203,8	35,1	20,3	148,56	620,1	-367,3	1939,8	1906,0	57,42	
5500,0	5269,8	4543,5	4345,0	36,0	22,7	147,99	707,6	-396,4	2013,9	1978,0	56,06	
5600,0	5363,3	4614,9	4405,7	36,9	23,6	147,75	742,8	-409,9	2085,5	2048,4	56,23	
5700,0	5456,9	4676,5	4458,1	37,9	24,5	147,58	773,2	-420,9	2157,1	2119,0	56,57	
5800,0	5550,4	4758,7	4528,1	38,8	25,6	147,38	813,8	-435,1	2228,8	2189,4	56,60	
5900,0	5643,9	4783,0	4548,9	39,8	25,9	147,33	825,7	-439,4	2300,6	2260,5	57,32	
6000,0	5737,4	4832,7	4591,5	40,7	26,4	147,28	850,4	-446,2	2373,1	2332,3	58,12	
6100,0	5830,9	4887,0	4638,0	41,7	26,9	147,40	878,3	-448,7	2447,3	2405,9	59,01	
6200,0	5924,4	5031,6	4761,5	42,6	29,2	147,34	950,9	-466,1	2520,4	2477,0	58,06	
6300,0	6017,9	5111,7	4830,0	43,5	30,3	147,20	990,2	-479,6	2591,9	2547,3	58,09	
6400,0	6111,4	5194,3	4900,9	44,5	31,4	147,07	1030,4	-493,4	2663,0	2617,2	58,09	
6500,0	6205,0	5261,1	4958,3	45,4	32,3	146,98	1062,7	-504,2	2734,1	2687,2	58,28	
6600,0	6298,5	5315,0	5004,6	46,4	33,0	146,91	1088,9	-512,8	2805,3	2757,4	58,59	
6700,0	6392,0	5356,5	5040,0	47,3	33,6	146,85	1109,4	-519,9	2877,1	2828,4	59,03	
6800,0	6485,5	5393,6	5071,3	48,2	34,1	146,78	1128,1	-526,3	2949,7	2900,1	59,51	

APÉNDICE E.- PLANIFICACIÓN DEL POZO GF-159
(PROJECT).



Proyecto: Pozo GF-159
 Fecha: sáb 10/26/02



Lista de tareas el sáb 10/26/02
Pozo GF-159

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
Semana de junio 16				
4	Definición del uso y tipo de pozo	1 día	mar 6/18/02	mar 6/18/02
5	Revisión de los objetivos de la UEY	2 días	mié 6/19/02	jue 6/20/02
6	Revisión de los objetivos de PDVSA E&P	1 día	vie 6/21/02	vie 6/21/02
Semana de junio 23				
7	Revisión de los objetivos de Ing. Perforación	1 día	lun 6/24/02	lun 6/24/02
9	Reunir requerimientos e información disponible del proyecto	12 días	mar 6/25/02	mié 7/10/02
10	Visión y definición de los requerimientos funcionales	13 días	mar 6/25/02	jue 7/11/02
Semana de junio 30				
9	Reunir requerimientos e información disponible del proyecto	12 días	mar 6/25/02	mié 7/10/02
10	Visión y definición de los requerimientos funcionales	13 días	mar 6/25/02	jue 7/11/02
Semana de julio 7				
9	Reunir requerimientos e información disponible del proyecto	12 días	mar 6/25/02	mié 7/10/02
10	Visión y definición de los requerimientos funcionales	13 días	mar 6/25/02	jue 7/11/02
12	Diseño básico de la arquitectura del pozo	10 días	vie 7/12/02	jue 7/25/02
13	Estimación de potencial de producción del pozo	11 días	vie 7/12/02	vie 7/26/02
15	Estrategia de contratación y preselección de empresas	10 días	vie 7/12/02	jue 7/25/02
16	Trámites de permisologías y aprobaciones	10 días	vie 7/12/02	jue 7/25/02
17	Revisión y diseño de la localización	5 días	vie 7/12/02	jue 7/18/02
Semana de julio 14				
12	Diseño básico de la arquitectura del pozo	10 días	vie 7/12/02	jue 7/25/02
13	Estimación de potencial de producción del pozo	11 días	vie 7/12/02	vie 7/26/02
15	Estrategia de contratación y preselección de empresas	10 días	vie 7/12/02	jue 7/25/02
16	Trámites de permisologías y aprobaciones	10 días	vie 7/12/02	jue 7/25/02
17	Revisión y diseño de la localización	5 días	vie 7/12/02	jue 7/18/02
Semana de julio 21				
12	Diseño básico de la arquitectura del pozo	10 días	vie 7/12/02	jue 7/25/02
13	Estimación de potencial de producción del pozo	11 días	vie 7/12/02	vie 7/26/02
15	Estrategia de contratación y preselección de empresas	10 días	vie 7/12/02	jue 7/25/02
16	Trámites de permisologías y aprobaciones	10 días	vie 7/12/02	jue 7/25/02
14	Estimación de tiempo y costo	5 días	vie 7/26/02	jue 8/1/02
Semana de julio 28				
14	Estimación de tiempo y costo	5 días	vie 7/26/02	jue 8/1/02
19	Diseño detallado de la arquitectura del pozo	15 días	vie 8/2/02	jue 8/22/02
26	Revestidores y accesorios	20 días	vie 8/2/02	jue 8/29/02
27	Cabezal del pozo	15 días	vie 8/2/02	jue 8/22/02
28	Equipos de completación	10 días	vie 8/2/02	jue 8/15/02
29	Tubería de Producción	15 días	vie 8/2/02	jue 8/22/02
Semana de agosto 4				
19	Diseño detallado de la arquitectura del pozo	15 días	vie 8/2/02	jue 8/22/02
26	Revestidores y accesorios	20 días	vie 8/2/02	jue 8/29/02
27	Cabezal del pozo	15 días	vie 8/2/02	jue 8/22/02
28	Equipos de completación	10 días	vie 8/2/02	jue 8/15/02
29	Tubería de Producción	15 días	vie 8/2/02	jue 8/22/02
31	Otros materiales y suministros	12 días	mié 8/7/02	jue 8/22/02

Lista de tareas el sáb 10/26/02
Pozo GF-159

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
Semana de agosto 11				
19	Diseño detallado de la arquitectura del pozo	15 días	vie 8/2/02	jue 8/22/02
26	Revestidores y accesorios	20 días	vie 8/2/02	jue 8/29/02
27	Cabezal del pozo	15 días	vie 8/2/02	jue 8/22/02
28	Equipos de completación	10 días	vie 8/2/02	jue 8/15/02
29	Tubería de Producción	15 días	vie 8/2/02	jue 8/22/02
31	Otros materiales y suministros	12 días	mié 8/7/02	jue 8/22/02
30	Combustibles y lubricantes	8 días	mar 8/13/02	jue 8/22/02
20	Estimación de tiempo y costo (Clase II)	2 días	vie 8/16/02	lun 8/19/02
21	Estrategia de contratación y selección de empresas	5 días	vie 8/16/02	jue 8/22/02
22	Integración del Programa de Perforación	2 días	vie 8/16/02	lun 8/19/02
Semana de agosto 18				
19	Diseño detallado de la arquitectura del pozo	15 días	vie 8/2/02	jue 8/22/02
26	Revestidores y accesorios	20 días	vie 8/2/02	jue 8/29/02
27	Cabezal del pozo	15 días	vie 8/2/02	jue 8/22/02
29	Tubería de Producción	15 días	vie 8/2/02	jue 8/22/02
31	Otros materiales y suministros	12 días	mié 8/7/02	jue 8/22/02
30	Combustibles y lubricantes	8 días	mar 8/13/02	jue 8/22/02
20	Estimación de tiempo y costo (Clase II)	2 días	vie 8/16/02	lun 8/19/02
21	Estrategia de contratación y selección de empresas	5 días	vie 8/16/02	jue 8/22/02
22	Integración del Programa de Perforación	2 días	vie 8/16/02	lun 8/19/02
23	Análisis de Mantenimiento	8 días	mar 8/20/02	jue 8/29/02
32	Contratación de servicios	30 días	vie 8/23/02	jue 10/3/02
Semana de agosto 25				
26	Revestidores y accesorios	20 días	vie 8/2/02	jue 8/29/02
23	Análisis de Mantenimiento	8 días	mar 8/20/02	jue 8/29/02
32	Contratación de servicios	30 días	vie 8/23/02	jue 10/3/02
Semana de septiembre 1				
32	Contratación de servicios	30 días	vie 8/23/02	jue 10/3/02
Semana de septiembre 8				
32	Contratación de servicios	30 días	vie 8/23/02	jue 10/3/02
Semana de septiembre 15				
32	Contratación de servicios	30 días	vie 8/23/02	jue 10/3/02
Semana de septiembre 22				
32	Contratación de servicios	30 días	vie 8/23/02	jue 10/3/02
Semana de septiembre 29				
32	Contratación de servicios	30 días	vie 8/23/02	jue 10/3/02
35	Inicialización del pozo en la base de datos de Ingeniería de Perforación	1 día	vie 10/4/02	vie 10/4/02
36	Ejecutar órdenes de servicios	3 días	vie 10/4/02	mar 10/8/02
37	Revisión del plan de perforación	2 días	vie 10/4/02	lun 10/7/02
38	Transporte de materiales a la localización de perforación	3 días	vie 10/4/02	mar 10/8/02
Semana de octubre 6				
36	Ejecutar órdenes de servicios	3 días	vie 10/4/02	mar 10/8/02
37	Revisión del plan de perforación	2 días	vie 10/4/02	lun 10/7/02
38	Transporte de materiales a la localización de perforación	3 días	vie 10/4/02	mar 10/8/02
40	Desvestir	2 días	mié 10/9/02	jue 10/10/02

Lista de tareas el sáb 10/26/02
Pozo GF-159

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
Semana de octubre 6, (continuación)				
41	Mudar el equipo	2 días	vie 10/11/02	lun 10/14/02
Semana de octubre 13				
41	Mudar el equipo	2 días	vie 10/11/02	lun 10/14/02
42	Vestir	1 día	mar 10/15/02	mar 10/15/02
44	Perforar	2 días	mié 10/16/02	jue 10/17/02
45	Revestir y cementar	1 día	vie 10/18/02	vie 10/18/02
Semana de octubre 20				
46	Instalar BOP	1 día	lun 10/21/02	lun 10/21/02
48	Perforar	12 días	mar 10/22/02	mié 11/6/02
Semana de octubre 27				
48	Perforar	12 días	mar 10/22/02	mié 11/6/02
Semana de noviembre 3				
48	Perforar	12 días	mar 10/22/02	mié 11/6/02
49	Correr Perfil Electricos	2 días	jue 11/7/02	vie 11/8/02
Semana de noviembre 10				
50	Revestir y cementar	2 días	lun 11/11/02	mar 11/12/02
51	Realizar prueba	2 días	mié 11/13/02	jue 11/14/02
52	Completación del pozo	10 días	vie 11/15/02	jue 11/28/02
Semana de noviembre 17				
52	Completación del pozo	10 días	vie 11/15/02	jue 11/28/02
Semana de noviembre 24				
52	Completación del pozo	10 días	vie 11/15/02	jue 11/28/02
54	Evaluación del postmorten de la construcción del pozo	3 días	vie 11/29/02	mar 12/3/02
55	Recolección de estadísticas	3 días	vie 11/29/02	mar 12/3/02
Semana de diciembre 1				
54	Evaluación del postmorten de la construcción del pozo	3 días	vie 11/29/02	mar 12/3/02
55	Recolección de estadísticas	3 días	vie 11/29/02	mar 12/3/02
56	Análisis de mejores prácticas y lecciones aprendidas	3 días	mié 12/4/02	vie 12/6/02
Semana de diciembre 8				
57	Eficiencia de las compañías de servicio	1 día	lun 12/9/02	lun 12/9/02
58	Reunión Postmorten	1 día	mar 12/10/02	mar 12/10/02

APÉNDICE F.- COSTO BASADO EN ACTIVIDAD
(CBA)

ELEMENTOS DE COSTO
OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN
DISTRITO: SUR
UNIDAD DE EXPLOTACIÓN : GUAFITA
LOCALIZACIÓN: CS-54
HOJA DE COSTOS TOTALES
CBA

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	COSTO PRESUPUESTADO MONTO MMBs.
COSTOS TOTALES	
LOCALIZACIÓN VIAS DE ACCESO:	153.07
- Preparación del Sitio	8.65
- Movimiento de Tierras	45.00
- Bases y Sub - Bases	7.90
- Transporte	5.52
- Obras de Concreto	52.00
- Obras Complementarias	34.00
MUDANZA	46.00
Mudar	
- Desvestir/Movilizar/Vestir Equipo	46.00
ALQUILER DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN	478.77
Taladro	
- Costo Taladro (32 días)	478.77
MECHAS	0.91
- Hoyo Superficial	0.00
- Hoyo Producción	0.91
TUBULARES Y ACCESORIOS	125.09
- Zapatas de 10-3/4" BTC	1.00
- Zapatas de 7" BTC	1.26
- Cuello Flotador 10-3/4" y 7"	0.15
- Centralizadores	1.08
- Revestidor 10-3/4 J-55 40.5 Lb/pie BTC*	14.40
- Revestidor 7", N-80 23 Lb/pie BTC	58.15
- Revestidor 7", N-80 26 Lb/pie BTC	21.51
- Tubería de Completación 3-1/2"	27.54
CABEZAL	31.75
- Sección A del Cabezal	10.49
- Sección B del Cabezal	7.76
- Arbol	13.50
SERVICIOS CONTRATADOS	799.54
Fluidos de Perforación Y Completación	268.42
Servicio de Fluidos - Perf. Y Completación	94.79
- Asistencia Técnica	9.54
- Productos	79.99
- Transporte, Alquiler, Trailers	5.26
Control de Sólidos	148.96
- Alquiler de Equipos	112.70
- Asistencia Técnica	27.82
- Alojamiento	5.61
- Transporte	2.83
Tratamiento de Efluentes	24.67
- Alquiler de Equipos	19.24
- Asistencia Técnica	5.43
Cementación	57.37
- Lechada de Cola	
Nº de Barriles	20.00
Costo Total	9.55
- Lechada de barrido	
Nº de Barriles	46.00
Costo Total	4.13
- Lechada Unica	
Nº de Barriles	45.00
Costo Total	43.69
Perforación Direccional	4.50
- Personal	0.00
- Herramientas	4.50
Alquiler de Hentas.Perforación y Completación.	202.26
- Estabilizadores	1.75
- Martillo	192.89
- Parámetros de Perforación	7.62
Registros	102.53
- Hoyo Abierto (Open Hole)	102.53
Cañoneo	23.86
- Casing Gun	23.86
Labor	44.96
- Labor Directa	17.59
- Labor Indirecta	27.37
Transporte	31.14

- Propio	0.99
- Alquilado	30.15
Otros Servicios Contratados	64.50
- Inspección/Prueba de Tubulares	13.25
- Registros de Desviación	5.06
- Otros	46.19
EQUIPOS DE COMPLETACIÓN	465.00
- Bomba Electro Sumergible	384.00
- Otros	81.00
TOTAL COSTOS - FASES:	2100.13

RESUMEN	COSTO PRESUPUESTADO
	MONTO MMBs.
RESUMEN:	
LOCALIZACIÓN - VIAS DE ACCESO	153.07
MUDANZA	46.00
TALADRO - TOP DRIVE	478.77
MECHAS	0.91
TUBULARES, ACCESORIOS Y CABEZAL	156.84
SERVICIOS CONTRATADOS	799.54
EQUIPOS DE COMPLETACIÓN	465.00
COSTOS TOTALES - RESUMEN:	2100.13

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	COSTO PRESUPUESTADO
	MONTO MMBs.
FASE LOCALIZACIÓN - VIAS DE ACCESO	
PREPARACIÓN DEL SITIO	8.65
MOVIMIENTO DE TIERRAS	45.00
BASES Y SUB-BASES	7.90
MATERIALES ASFÁLTICOS	0.00
TRANSPORTES	5.52
OBRAS DE DRENAJE	0.00
OBRAS DE CONCRETO	52.00
OBRAS COMPLEMENTARIAS	34.00
TOTAL FASE:	153.07

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	COSTO PRESUPUESTADO MONTO MMBs.
FASE MUDANZA	
<u>MUDANZA</u>	46.00
<u>Mudar</u>	
Desvestir/Movilizar/Vestir Equipo	46.00
<u>ALQUILER DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN</u>	35.95
<u>Taladro</u>	
- Costo de Tarifa Mudanza (5 Dias)	35.95
<u>SERVICIOS CONTRATADOS</u>	5.93
<u>Labor</u>	5.63
- Labor Directa	2.20
- Labor Indirecta	3.43
<u>Transporte</u>	0.30
- Propio	0.30
- Alquilado	0.00
TOTAL FASE:	87.88

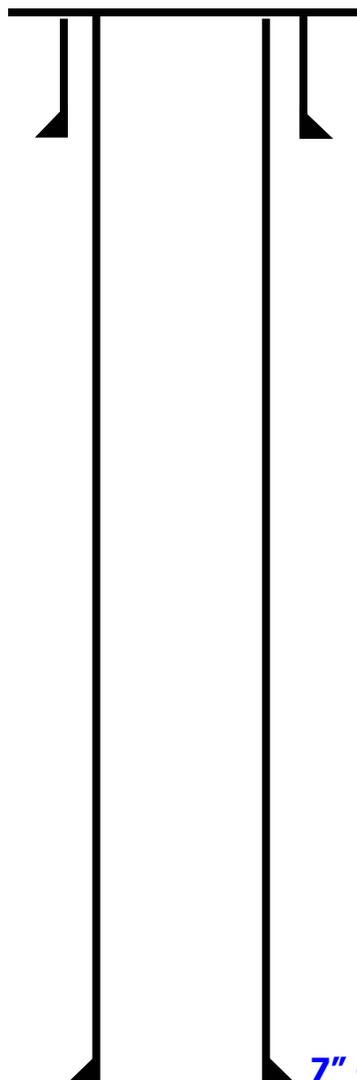
DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	COSTO PRESUPUESTADO MONTO MMBs.
FASE PERFORACIÓN SUPERFICIAL	
<u>ALQUILER DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN</u>	31.60
Taladro	
- Costo de Tarifa (MMBs./Dia) (N° Dias)	31.60
<u>MECHAS</u>	0.00
- Hoyo Superficial	0.00
<u>TUBULARES Y ACCESORIOS</u>	15.60
- Zapata	1.20
- Revestidor 10-3/4"	14.40
<u>CABEZAL</u>	10.49
- Sección A del Cabezal	10.49
<u>SERVICIOS CONTRATADOS</u>	66.02
<u>Fluidos de Perforación</u>	28.49
Servicio de Fluidos de Perforación	4.98
- Asistencia Técnica	0.98
- Productos	4.00
Control de Sólidos	21.78
- Alquiler de Equipos	11.47
- Asistencia Técnica	7.86
- Alojamiento	2.05
- Transporte	0.40
Tratamiento de Efluentes	1.73
- Alquiler de Equipos	1.35
- Asistencia Técnica	0.38
<u>Cementación</u>	13.68
- Lechada de Cola	
N° de Barriles	20.00
Costo Total	9.55
- Lechada de Barrido	
N° de Barriles	46.00
Costo Total	4.13
<u>Perforación Direccional</u>	4.50
- Personal	0.00
- Herramientas	4.50
<u>Alquiler de Herramientas. De Perforación</u>	4.34
- Estabilizadores	1.75
- Martillo	1.75
- Parámetros de Perforación	0.84
<u>Labor</u>	2.81
- Labor Directa	1.10
- Labor Indirecta	1.71
<u>Transporte</u>	3.55
- Propio	0.05
- Alquilado	3.50
<u>Otros Servicios Contratados</u>	8.65
- Otros	8.65
TOTAL FASE:	123.71

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	COSTO PRESUPUESTADO
	MONTO MMBs.
FASE HOYO PRODUCCIÓN	
ALQUILER DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN	255.80
Taladro	
- Costo de Tarifa (MMBs./Dia) (18 Dias)	255.80
MECHAS	0.91
- Hoyo Producción	0.91
TUBULARES Y ACCESORIOS	81.95
- Zapata 7" BTC	1.06
- Cuello Flotador 7" BTC	0.15
- Centralizadores	1.08
- Revestidor 7", N-80 26 Lb/pie, BTC	58.15
- Revestidor 7", N-80 23 Lb/pie, BTC	21.51
CABEZAL	7.76
- Sección B del Cabezal	7.76
SERVICIOS CONTRATADOS	622.08
Fluidos de Perforación	201.70
Servicio de Fluidos de Perforación	84.29
- Asistencia Técnica	6.23
- Productos	73.69
- Transporte, Alquiler, Trailers	4.37
Control de Sólidos	103.10
- Alquiler de Equipos	92.40
- Asistencia Técnica	7.86
- Alojamiento	1.40
- Transporte	1.44
Tratamiento de Efluentes	14.31
- Alquiler de Equipos	11.16
- Asistencia Técnica	3.15
Cementación	43.69
- Lechada de Única	
Nº de Barriles	45.00
Costo Total	43.69
Perforación Direccional	0.00
- Personal	0.00
- Herramientas	0.00
Alquiler de Herramientas. De Perforación	197.92
- Estabilizadores	0.00
- Martillo, Estabilizadores, etc.	191.14
- Near Bit	0.00
- Parámetros de Perforación	6.78
Registros	102.53
- Hoyo Abierto (Open Hole)	102.53
Labor	22.72
- Labor Directa	8.89
- Labor Indirecta	13.83
Transporte	10.17

- Propio	0.40
- Alquilado	9.77
Otros Servicios Contratados	43.35
- Inspección/Prueba de Tubulares	13.25
- Registros de Desviación	5.06
- Otros	25.04
TOTAL FASE:	968.50

DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES	COSTO PRESUPUESTADO
	MONTO MMBs.
FASE COMPLETACIÓN	
<u>ALQUILER DE EQUIPOS DE COMPLETACIÓN</u>	155.42
Taladro	
- Costo de Tarifa (10 Dias)	155.42
<u>TUBULARES Y ACCESORIOS</u>	27.54
- Tuberia de Completación	27.54
<u>CABEZAL</u>	13.50
- Arbol	13.50
<u>SERVICIOS CONTRATADOS</u>	105.51
<u>Fluidos de Completación</u>	38.23
Servicio de Fluidos de Completación	5.52
- Asistencia Técnica	2.33
- Productos	2.30
- Transporte, Alquiler, Trailers	0.89
Control de Sólidos	24.08
- Alquiler de Equipos	8.83
- Asistencia Técnica	12.10
- Alojamiento	2.16
- Transporte	0.99
Tratamiento de Efluentes	8.63
- Alquiler de Equipos	6.73
- Asistencia Técnica	1.90
<u>Cañoneo</u>	23.86
- Casing Gun	23.86
<u>Labor</u>	13.80
- Labor Directa	5.40
- Labor Indirecta	8.40
<u>Transporte</u>	17.12
- Propio	0.24
- Alquilado	16.88
<u>Otros Servicios Contratados</u>	12.50
- Otros	12.50
<u>EQUIPOS DE COMPLETACIÓN</u>	465.00
- Bomba Electro Sumergible:	384.00
- Otros	81.00
TOTAL FASE:	766.97

APÉNDICE G.- RESUMEN DE PERFORACIÓN
POZO GF-159



10-3/4"
@ 1013'

7" @ 8337'

TIEMPO ESTIMADO PERF.: 27 DIAS

COSTO ESTIMADO PERF.: 1520.20 MMBs

TIEMPO REAL PERF.: 14+11.5 HRS

COSTO REAL PERF.: 597.84 MMBs

ACT. REALIZADAS:

- PERFORO SECCION TANGENCIAL DESDE 4266' HASTA 5330'.
- BOMBEANDO PILDORAS CADA 300'
- ULTIMO SURVEY' @ 5202' - INC. 20.63° – 217.40° AZI .

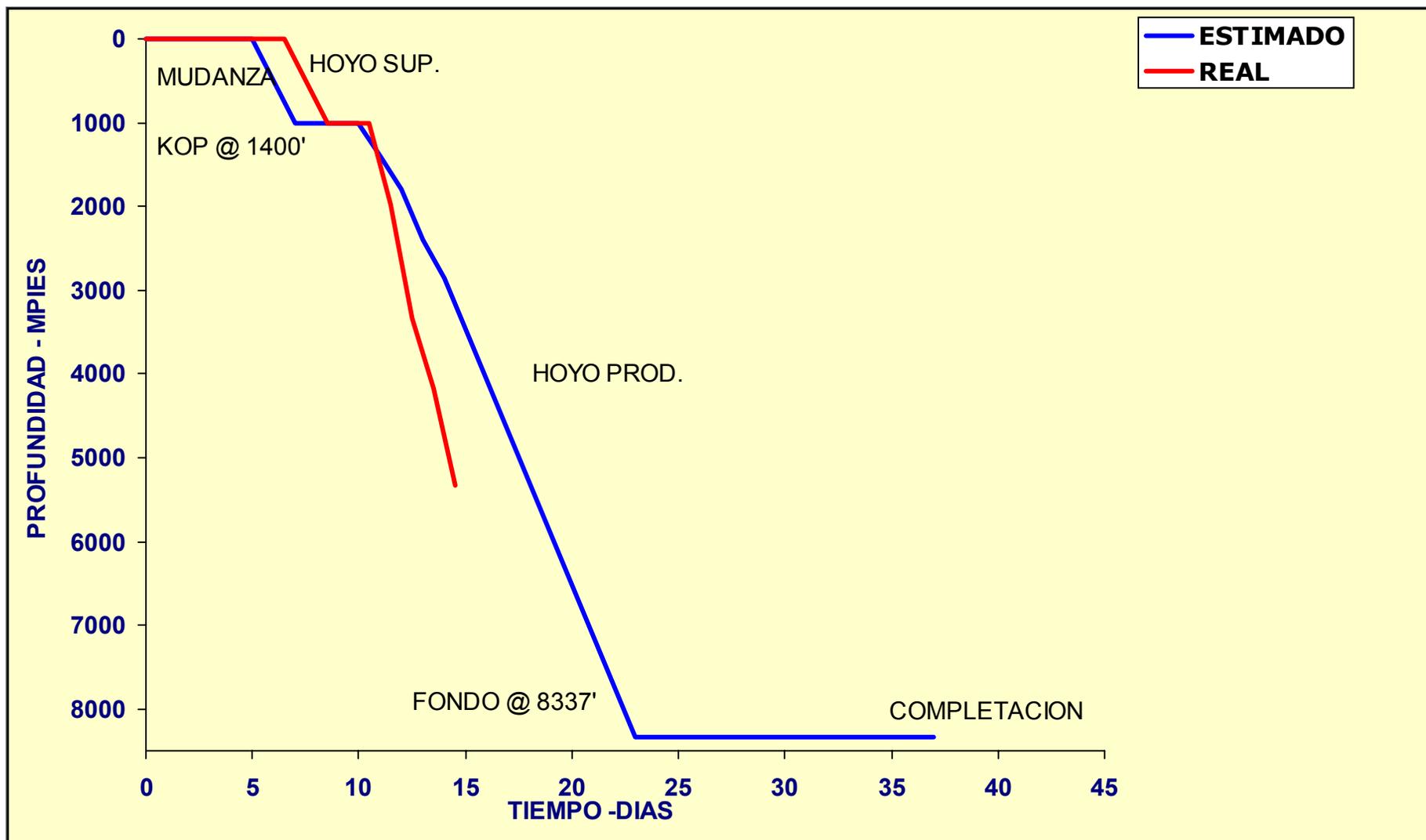
ACTIV ACTUAL: PERFORANDO @ 5330' S/P.

PROX. ACTIV : PERFORAR TANGENCIALMENTE @ 8337' .

KOP @ 1400'MAX INCL.: 20.75°, DIR.: 217.5° AZ.G-7/2 @ 7923' TVD.



CURVA TIEMPO DE PERFORACION GF-159



Descripción	PRESUP. 33D	C. ESTIM. 27D	REAL	14,5	PROYEC. 27D	OBSERVACIONES
	MBs EQ.	MBs EQ.	MBs EQ.		MBs EQ.	
LABOR	33.000	27.000	14.500		27.000	
TRANSPORTE PROPIO	1.320	1.350	653		1.350	
TRANSPORTE ALQ.	7.000	7.000	6.575		15.000	
LOCALIZACION	150.000	200.000	200.000		200.000	
MUDANZA	50.000	60.000	55.500		55.500	
FLUIDOS DE PERF.	110.300	100.000	29.421		100.000	
MECHAS	64.320	10.000	8.000		10.000	
PERF.DIR./ REG. DESV.	427.440	200.000	54.538		200.000	
CEMENTACIONES	103.900	75.000	14.907		75.000	
PERFILES ELECT.	72.000	180.000			180.000	
MUD LOGGING	0	0			0	
REVESTIDORES	80.000	95.000	12.509		95.000	
EQUIPOS DE PEF.	0	0			0	
TRAT. DE EFLUENTES	76.989	21.000	4.199		21.000	
CONT. DE SOLIDOS	56.000	130.000	41.958		130.000	
OTROS SERV. CONT.	36.000	36.000	7.896		36.000	
TALADRO	390.757	327.500	135.975		327.500	
INSPECCION DE TUB.	14.000	14.000			14.000	
VIATICOS	900	1.350	725		1.350	
CABEZAL (SEC. A, B & C.)	15.000	20.000	10.494		20.000	
OTROS MAT. & SUM.	1.450	15.000			15.000	
TOTAL	1.690,4	1.520,2	597,8		1.524	