

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO

**APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA VCD (VISUALIZACIÓN,
CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN) EN LA ELABORACIÓN
DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL PROYECTO TÁCATA C,
DEL DISTRITO PUNTA DE MATA DE LA DIVISIÓN ORIENTE DE LA
UNIDAD DE NEGOCIO DE PRODUCCIÓN DE PDVSA
EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN Y MEJORAMIENTO (EPM).**

Trabajo Especial de Grado presentado ante la
Ilustre Universidad Central de Venezuela
para optar al Título de Ingeniero de Petróleo

Por: Br. Pozo Alegrett, Federico

Caracas, abril de 2003

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO

**APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA VCD (VISUALIZACIÓN,
CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN) EN LA ELABORACIÓN
DEL PROGRAMA DE PERFORACIÓN DEL PROYECTO TÁCATA C,
DEL DISTRITO PUNTA DE MATA DE LA DIVISIÓN ORIENTE DE LA
UNIDAD DE NEGOCIO DE PRODUCCIÓN DE PDVSA
EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN Y MEJORAMIENTO (EPM).**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Ing. Luis Norberto Bueno

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Domingo González

Trabajo Especial de Grado presentado ante la
Ilustre Universidad Central de Venezuela
para optar al Título de Ingeniero de Petróleo

Por: Br. Pozo Alegrett, Federico

Caracas, abril de 2003

Caracas, Abril de 2003

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el bachiller Federico Pozo Alegrett, titulado:

“Aplicación de la metodología VCD (Visualización, Conceptualización y Definición) en la elaboración del programa de perforación del proyecto TÁCATA C, del Distrito Punta de Mata de la División Oriente de la Unidad de Negocio de Producción de PDVSA Exploración, Producción y Mejoramiento (EPM).”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.

Prof. Luis Norberto Bueno

Prof. Julio Walter Poquioma

Prof. Kowalchuk Wladimiro

DEDICATORIA

Les dedico mi Trabajo Especial de Grado a tres grandes mujeres que me han mostrado lo hermoso de la vida y lo bonito de compartirla con los seres queridos.

A pesar de las dificultades que se les han presentado en el camino de la vida siempre las han enfrentado de una manera gallarda y en sus largos recorridos por ésta, han dejado una estela de enseñanzas, costumbres, hábitos, cuentos y recuerdos, pero sobre todo una marejada de afecto, cariño y amor.

Estas mujeres son mis dos abuelas, Mercedes Massó de Alegrett e Isabel Pradas y María Sabina de López que ha sido como una tercera abuela para mí.

AGRADECIMIENTOS

Mi agradecimiento y gratitud al profesor Luis Norberto Bueno por su orientación, sus recomendaciones y sugerencias y por todo el apoyo brindado durante el desarrollo de éste trabajo.

A PDVSA en la persona de Freddy Pérez por darme la oportunidad de llevar a cabo mi Trabajo Especial de Grado en ella y desarrollar un tema interesante, innovador y sobre todo útil para la compañía, así como permitirme realizar los cursos dados en el área de perforación y ser parte del grupo piloto del proyecto de GENESIS. Al departamento de perforación de Punta de Mata y Puerto la Cruz en las personas de Henry Meléndez, José Gil Toyo, José Elías Reyes, José Ortiz, José Reyes, Juan Carlos Clarembaux, Nelson Tranquini, Rosalva y Zulay Campos.

Estoy en deuda con Domingo González, Alexis Marcano y Luis Álvarez, a quienes considero mis tutores industriales y amigos, por el tiempo y los conocimientos que me brindaron de manera generosa y desinteresada.

A Landmark Graphics por permitirme utilizar sus instalaciones para poder terminar mi Trabajo Especial de Grado, así como al personal de esa empresa que siempre estuvo dispuesta a apoyarme, y en especial mi más profundo reconocimiento por toda su ayuda y valiosas indicaciones en la realización de esta tesis a Alejandro García.

Quiero también agradecer a aquellos compañeros tesisistas de VCD que incondicionalmente aportaron sus ideas y sirvieron de apoyo en la realización de este trabajo.

Al grupo de tesisistas (Carla, Carolina, Eduin, Jesús, Joe, Kelly, Miguel y Sofía) de la extraordinaria, multiregional y mamarracha Oficina de Paseantes, por

distraerme (de más) y evitar caer en el aburrimiento y estrés. Además, por los consejos recibidos tanto para la tesis como para la vida en general y por las vivencias compartidas.

Mis más sincero agradecimiento a los panas de la UCV que no sólo me acompañaron durante la realización de la tesis sino durante la carrera, algunos desde el primer semestre (Daniel M., Eduin, Luisana y Xavier) y otros en el transcurso de ésta: Andre, Carla G., Daniel R., Deya, Gabriel, Gabriela M., Halim, Kelly, Luis, Luz, Nina y Tania; a *Los Viejos* de la escuela y a *Los de Mecánica* por enseñarme las bondades de La Parroquia, siempre fiel y al lado de uno durante toda la escuela. A mis *Ex-Prepas* por su amistad y en especial por la ayuda para la presentación (Ima) y por los consejos desde la bota de Europa (Carla C.).

A mis amigos por siempre estar ahí y en especial a mis dos mejores amigas por ser como son.... Gracias Gaby H y Veru.

A Mafer, Hercilia, Julio y al resto de mi familia que siempre fueron voces importantes de estímulo y aliento y me apoyaron en esta etapa final de la carrera.

Por último, pero no menos importante sino todo lo contrario, a mi mamá y papá por ser unos excelentes padres, darme las herramientas necesarias para desarrollarme como ingeniero y como persona, además de un amor infinito.

Pozo Alegrett, Federico
**“APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA VCD (VISUALIZACIÓN,
CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN) EN LA ELABORACIÓN DEL PROGRAMA DE
PERFORACIÓN DEL PROYECTO TÁCATAC, DEL DISTRITO PUNTA DE MATA DE
LA DIVISIÓN ORIENTE DE LA UNIDAD DE NEGOCIO DE PRODUCCIÓN DE PDVSA
EXPLORACIÓN, PRODUCCIÓN Y MEJORAMIENTO (EPM).”**

**Tutor Académico: Ing. Luis Norberto Bueno. Tutor Industrial: Ing. Domingo
González. Tesis. Caracas. UCV, Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería
de Petróleo. Año 2003. 288p.**

Palabras Clave: Tácata, Delineador, Perforación, Planificación, VCD.

Resumen: Desde el año 2000 la Gerencia de Perforación de PDVSA EPM adoptó la metodología denominada Visualización, Conceptualización y Definición (VCD) con el objetivo de optimizar los costos de producción, incrementar la productividad y mejorar el éxito volumétrico de los pozos.

Con el fin de ilustrar la fase inicial de la metodología VCD (Requerimientos Funcionales, Ingeniería Conceptual e Ingeniería Básica) se planificó y diseñó un pozo exploratorio (delineador) del campo TÁCATA en Punta de Mata, que será perforado en el presente año. El diseño del pozo de la localización TÁCATA C se realizó en base a una situación ideal y a una de respaldo para cualquier eventualidad, debido a la incertidumbre que genera un pozo exploratorio. Para la realización de estos diseños se emplearon paquetes especializados en el área de perforación, para optimizar el tiempo de trabajo, disminuyendo el mismo y aumentando así la exactitud y la calidad de los resultados.

Con el presente Trabajo Especial de Grado se evidenció la importancia de poseer datos confiables a la hora de la planificación. Adicionalmente se recomienda continuar con la implantación de la metodología VCD, ya que ha dado buenos resultados a nivel nacional, como es el caso del pozo TAG-16 perteneciente al campo TÁCATA.

ÍNDICE

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	2
CAPÍTULO I: JUSTIFICACIÓN.....	5
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	9
CAPÍTULO III: ÁREA DE ESTUDIO	61
CAPÍTULO IV: METODOLOGÍA	75
CAPÍTULO IV: RESULTADOS Y ANÁLISIS	93
CONCLUSIONES.....	226
RECOMENDACIONES	229
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	232
APÉNDICES	237
ANEXO.....	267
GLOSARIO.....	281
NOMENCLATURA	285

LISTA DE FIGURAS

Fig. 1.- Secuencia típica de las fases del macro proceso de construcción del pozo. (20).....	15
Fig. 2.- Esquema mecánico con los diferentes tipos de tubulares.....	17
Fig. 3- Gráfico de gradiente de presiones vs profundidad.	20
Fig. 4.- Diagrama de selección de diámetro.....	21
Fig. 5.- Esquema del funcionamiento del VCD. (7)	25
Fig. 6.- Modelo Organizacional del VCD. (7).....	27
Fig. 7.- Modelo de relaciones VCD. (7)	30
Fig. 8.- Caledarización del VCD. (7)	30
Fig. 9.- Programa de perforación según la metodología VCD. (7).....	31
Fig. 10.- Diagrama de flujo que describe la secuencia que debe cumplirse durante la planificación de un pozo.	41
Fig. 11.- Tipos de estimados de costos y su relación con el grado de desarrollo del proyecto	42

Fig. 12.- Gráfica de influencia para resaltar la importancia de las fases iniciales de un proyecto.....	44
Fig. 14.- Mapa de ubicación relativa del área con la localización TÁCATA C	61
Fig. 15.- Mapa Estructural en profundidad correspondiente al tope de la Formación Capaya (Arena F).....	62
Fig. 16.- Modelo Geológico – Estructural mostrando la zona triangular con los corrimientos de Tala y Pirital.	62
Fig. 17.- Sección sísmica en dirección N-S, mostrando la localización TÁCATA-C	63
Fig. 18.- Sección sísmica en dirección E-O, mostrando las localizaciones TÁCATA B y TÁCATA C (Objetivo de este informe)	63
Fig. 19.- Cronoestratigrafía en el área de estudio.	65
Fig. 20.- Modelo geológico.	66
Fig. 21.- Consideraciones Geológicas del Análisis y Evaluación de Riesgos.	71
Fig. 22.- Vías de acceso a la localización TÁCATA C.....	72
Fig. 24.- Flujo grama VCD	75
Fig. 25a.- Mapa de ubicación relativa del área con la localización TÁCATA C	96
Fig. 25b.- Diseño mecánico de los pozos TAG-6, TAG-7 y TAG-9S.....	101
Fig. 26.- Comparación de la columna estratigráfica de los pozos TAG-11E, TAG-16 y TACAT 2-26	102
Fig. 27.- Mapa base de OFM del proyecto TÁCATA.	103
Fig. 28.- Mapa base de OFM del proyecto TÁCATA, luego del filtro.....	104
Fig. 29.- Gráfico de tres ventanas de la producción diaria del pozo TAG-5.....	105
Fig. 30.- Gráfico sencillo de la producción diaria del pozo TAG-5.....	105
Fig. 31.- Gráfico sencillo de la producción acumulada del pozo TAG-5	106
Fig. 32.- Reporte de Pruebas al pozo TAG-5	106
Fig. 33.- Reporte de Pruebas al pozo TAG-12 1-1	107
Fig. 37.- Columna estratigráfica de la Locación C	111
Fig. 38.- Pruebas realizadas al TAG-16, en la arena Capaya F (1).	112
Fig. 39.- Pruebas realizadas al TAG-16, en la arena Capaya K (1).	112
Fig. 40.- Resultados del Predict correlacionados con los RFT.....	113

Fig. 41.- Resultados del Predict correlacionados con los RFT y corregida según el campo.....	114
Fig. 42.- Esquema del diseño conceptual de la completación Tácata C. (1)	115
Fig. 43.- Gráficos de las sensibilidades con diámetro de tubería con: (a) reductor de ½” y (b) reductor de 1”. Ambas para la arena Capaya F. (1)	117
Fig. 44.- Gráficos de las sensibilidades con diámetro de tubería de 3 ½” con: (a) reductor variable y daño cero y (b) reductor de ½” y daño variable. Ambas para la arena Capaya F. (1)	119
Fig. 45.- Gráficos de las sensibilidades con diámetro de tubería de 4 ½” con: (a) reductor variable y daño cero y (b) reductor de ½” y daño variable. Ambas para la arena Capaya F. (1)	121
Fig. 46.- Gráficos de las sensibilidades con diámetro de tubería de 5 ½” con: (a) reductor variable y daño cero y (b) reductor de ½” y daño variable. Ambas para la arena Capaya F. (1)	123
Fig. 47.- Gráficos de las sensibilidades con diámetro de tubería con: (a) reductor de ½” y (b) reductor de 1”. Ambas para la arena Capaya K. (1).....	126
Fig. 48.- Gráficos de las sensibilidades con diámetro de tubería de 3 ½” con: (a) reductor variable y daño cero y (b) reductor de 1” y daño variable. Ambas para la arena Capaya K. (1).....	128
Fig. 49.- Gráficos de las sensibilidades con diámetro de tubería de 4 ½” con: (a) reductor variable y daño cero y (b) reductor de 1” y daño variable. Ambas para la arena Capaya K. (1).....	130
Fig. 50.- Gráficos de las sensibilidades con diámetro de tubería de 5 ½” con: (a) reductor variable y daño cero y (b) reductor de 1” y daño variable. Ambas para la arena Capaya K. (1).....	132
Fig. 51.- Comparación de la calidad del hoyo entre el uso de la tecnología direccional convencional (A) y el uso de VertiTrack (B) en el pozo TÁCATA B” (21).	137
Fig. 52.- Ejemplo de mechas “Bi-Center” (19).....	138
Fig. 53.- Valor agregado nacional de la Orimatita® (4).....	140
Fig. 54.- Sistema del perforador automático. (24)	141
Fig. 55.- Ejemplo de una ventana del 3D “Drill View™”.....	142

Fig. 56.- Trayectorias de desviación (Pozos vecinos).....	144
Fig. 57.- Sísmica del campo Tácata.....	149
Fig. 58.- Premisa de profundidades claves para la Sensibilidad 1 y 2.....	150
Fig. 59.- Resultado y parte de las premisas de diseño para la Sensibilidad 1.	150
Fig. 60.- Parte de las premisas de diseño para la Sensibilidad 2.	151
Fig. 61.- Posibles soluciones para la Sensibilidad 2.	152
Fig. 62.- Resultado para la Sensibilidad 2.	152
Fig. 63.- Premisa de profundidades claves para la Sensibilidad 3.	153
Fig. 64.- Posibles soluciones para la Sensibilidad 3.	154
Fig. 65.- Resultado para la Sensibilidad 3.	154
Fig. 66.- Premisa de profundidades claves para la Sensibilidad 4.	155
Fig. 67.- Posibles soluciones para la Sensibilidad 4.	156
Fig. 68.- Resultado para la Sensibilidad 4.	157
Fig. 69.- Caso de carga de vacío total/parcial.	158
Fig. 70.- Premisa de la elipse de las fuerzas Triaxiales (Von Mises).....	158
Fig. 71.- Premisa del esquema de revestidores y pozo del caso base.....	159
Fig. 72.- Premisa del esquema de revestidores y pozo del caso contingencia.	159
Fig. 73.- Resultado del diseño de revestidores para la Sensibilidad 1.	160
Fig. 74.- Resultado del diseño de revestidores para la Sensibilidad 2.	160
Fig. 75.- Resultado del diseño de revestidores para la Sensibilidad 3.	161
Fig. 76.- Resultado del diseño de revestidores para la Sensibilidad 4.	162
Fig. 77.- Resultado del diseño de revestidores para la Sensibilidad 5.	162
Fig. 78.- Resultado del diseño de revestidores para la Sensibilidad 6.	163
Fig. 79.- Gráfico de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 26".	175
Fig. 80.- Gráfico 3D de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 26".	175
Fig. 81.- Gráfico de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 14 ¾" x 17 ½". ...	176
Fig. 82.- Gráfico 3D de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 14 ¾" x 17 ½".	176
Fig. 83.- Gráfico de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 12 ¼".....	177
Fig. 84.- Gráfico 3D de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 12 ¼".....	178
Fig. 85.- Gráfico de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 8 3/8".....	179
Fig. 86.- Gráfico 3D de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 8 3/8".....	179

Fig. 87.- Gráfico de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 26".	180
Fig. 88.- Gráfico 3D de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 26".	181
Fig. 89.- Gráfico de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 17 ½" x 20".	182
Fig. 90.- Gráfico 3D de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 17 ½" x 20".	182
Fig. 91.- Gráfico de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 14 ¾" x 17 ½".	183
Fig. 92.- Gráfico 3D de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 14 ¾" x 17 ½".	184
Fig. 93.- Gráfico de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 12 ¼".	185
Fig. 94.- Gráfico 3D de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 12 ¼".	185
Fig. 95.- Gráfico de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 8 3/8".	186
Fig. 96.- Gráfico 3D de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 8 3/8".	187
Fig. 97.- Gráfica de pérdida de presión vs. tasa de bombeo para la fase 20" del Caso Base.	189
Fig. 98.- Gráfica de pérdida de presión vs. tasa de bombeo para la fase 13 3/8" del Caso Base.	189
Fig. 99.- Gráfica de pérdida de presión vs. tasa de bombeo para la fase 9 5/8" del Caso Base.	190
Fig. 100.- Gráfica de pérdida de presión vs. tasa de bombeo para la fase 7 5/8" del Caso Base.	190
Fig. 101.- Gráfica de pérdida de presión vs. tasa de bombeo para la fase 20" del Caso Contingencia.	191
Fig. 102.- Gráfica de pérdida de presión vs. tasa de bombeo para la fase 16" del Caso Contingencia.	191
Fig. 103.- Gráfica de pérdida de presión vs. tasa de bombeo para la fase 13 3/8" del Caso Contingencia.	192
Fig. 104.- Gráfica de pérdida de presión vs. tasa de bombeo para la fase 9 5/8" del Caso Contingencia.	192
Fig. 105.- Gráfica de pérdida de presión vs. tasa de bombeo para la fase 7 5/8" del Caso Contingencia.	193
Fig. 106.- Gráfica de profundidad medida vs presión para la fase 20" del Caso Base.	194

Fig. 107.- Gráfica de profundidad medida vs presión para la fase 13 3/8" del Caso Base.....	194
Fig. 108.- Gráfica de profundidad medida vs presión para la fase 9 5/8" del Caso Base.....	195
Fig. 109.- Gráfica de profundidad medida vs presión para la fase 7 5/8" del Caso Base.....	195
Fig. 110.- Gráfica de profundidad medida vs presión para la fase 20" del Caso Contingencia.....	196
Fig. 111.- Gráfica de profundidad medida vs presión para la fase 16" del Caso Contingencia.....	196
Fig. 112.- Gráfica de profundidad medida vs presión para la fase 13 3/8" del Caso Contingencia.....	197
Fig. 113.- Gráfica de profundidad medida vs presión para la fase 9 5/8" del Caso Contingencia.....	197
Fig. 114.- Gráfica de profundidad medida vs presión para la fase 7 5/8" del Caso Contingencia.....	198
Fig. 115.- Gráfica de profundidad medida vs velocidad anular para la fase 20" del Caso Base.....	198
Fig. 116.- Gráfica de profundidad medida vs velocidad anular para la fase 13 3/8" del Caso Base.....	199
Fig. 117.- Gráfica de profundidad medida vs velocidad anular para la fase 9 5/8" del Caso Base.....	199
Fig. 118.- Gráfica de profundidad medida vs velocidad anular para la fase 7 5/8" del Caso Base.....	200
Fig. 119.- Gráfica de profundidad medida vs velocidad anular para la fase 20" del Caso Contingencia.....	200
Fig. 120.- Gráfica de profundidad medida vs velocidad anular para la fase 16" del Caso Contingencia.....	201
Fig. 121.- Gráfica de profundidad medida vs velocidad anular para la fase 13 3/8" del Caso Contingencia.....	201

Fig. 122.- Gráfica de profundidad medida vs velocidad anular para la fase 9 5/8" del Caso Contingencia.	202
Fig. 123.- Gráfica de profundidad medida vs velocidad anular para la fase 7 5/8" del Caso Contingencia.	202
Fig. 124.- Gráfica de TFA por impacto para la fase 20" del Caso Base.	203
Fig. 125.- Gráfica de TFA por impacto para la fase 13 3/8" del Caso Base.....	204
Fig. 126.- Gráfica de TFA por potencia para la fase 9 5/8" del Caso Base.....	204
Fig. 127.- Gráfica de TFA por potencia para la fase 7 5/8" del Caso Base.....	205
Fig. 128.- Gráfica de TFA por impacto para la fase 20" del Caso Contingencia.	205
Fig. 129.- Gráfica de TFA por impacto para la fase 16" del Caso Contingencia.	206
Fig. 130.- Gráfica de TFA por impacto para la fase 13 3/8" del Caso Contingencia.	206
Fig. 131.- Gráfica de TFA por potencia para la fase 9 5/8" del Caso Contingencia.	207
Fig. 132.- Gráfica de TFA por potencia para la fase 7 5/8" del Caso Contingencia.	207
Fig. 133.- Gráfico profundidad vs la tasa mínima, porcentaje de suspensión y tamaño de la "cama" para la fase 20" del Caso Base.....	208
Fig. 134.- Gráfico profundidad vs la tasa mínima, porcentaje de suspensión y tamaño de la "cama" para la fase 13 3/8" del Caso Base.....	208
Fig. 135.- Gráfico profundidad vs la tasa mínima, porcentaje de suspensión y tamaño de la "cama" para la fase 9 5/8" del Caso Base.....	209
Fig. 136.- Gráfico profundidad vs la tasa mínima, porcentaje de suspensión y tamaño de la "cama" para la fase 7 5/8" del Caso Base.....	209
Fig. 137.- Gráfico profundidad vs la tasa mínima, porcentaje de suspensión y tamaño de la "cama" para la fase 20" del Caso Contingencia.....	210
Fig. 138.- Gráfico profundidad vs la tasa mínima, porcentaje de suspensión y tamaño de la "cama" para la fase 16" del Caso Contingencia.....	210
Fig. 139.- Gráfico profundidad vs la tasa mínima, porcentaje de suspensión y tamaño de la "cama" para la fase 13 3/8" del Caso Contingencia.....	211
Fig. 140.- Gráfico profundidad vs la tasa mínima, porcentaje de suspensión y tamaño de la "cama" para la fase 9 5/8" del Caso Contingencia.....	211
Fig. 141.- Gráfico profundidad vs la tasa mínima, porcentaje de suspensión y tamaño de la "cama" para la fase 7 5/8" del Caso Contingencia.....	212

Fig. 142.- Resultado de la estimación del tiempo para los dos casos del pozo del TÁCATA C.	216
Fig. 143.- Dimensiones Locación TÁCATA C para taladro de 3000 HP.	220

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Factores de diseño mínimo utilizados por PDVSA para las diferentes cargas.....	84
Tabla 2. Factores de diseño mínimo utilizados por PDVSA para los márgenes de seguridad.....	84
Tabla 3a. Resultados de la evaluación del pozo TAG-16 a nivel de Capaya	95
Tabla 4a. Expectativas de los recursos del campo TÁCATA	95
Tabla 3b. Tabla de registro de mecha	110
Tabla 4b. Sensibilidades con diámetro de tubería variable, reductor de ½” y daño cero por la arena Capaya-F (1).....	118
Tabla 5. Sensibilidades con diámetro de tubería variable, reductor de 1” y daño cero por la arena Capaya-F (1).....	118
Tabla 6. Sensibilidades con diámetro de tubería 3 ½”, reductor de variable y daño cero por la arena Capaya-F (1).....	120
Tabla 7. Sensibilidades con diámetro de tubería 3 ½”, reductor de ½” y daño variable por la arena Capaya-F (1).	120
Tabla 8. Sensibilidades con diámetro de tubería 4 ½”, reductor de variable y daño cero por la arena Capaya-F (1).....	122
Tabla 9. Sensibilidades con diámetro de tubería 4 ½”, reductor de ½” y daño variable por la arena Capaya-F (1).	122
Tabla 10. Sensibilidades con diámetro de tubería 5 ½”, reductor de variable y daño cero por la arena Capaya-F (1).....	124
Tabla 11. Sensibilidades con diámetro de tubería 5 ½”, reductor de ½” y daño variable por la arena Capaya-F (1).	124
Tabla 12. Sensibilidades con diámetro de tubería variable, reductor de ½” y daño cero por la arena Capaya-K (1).	127
Tabla 13. Sensibilidades con diámetro de tubería variable, reductor de 1” y daño cero por la arena Capaya-K (1).	127

Tabla 14.- Sensibilidades con diámetro de tubería 3 ½", reductor de variable y daño cero por la arena Capaya-K (1).	129
Tabla 15.- Sensibilidades con diámetro de tubería 3 ½", reductor de 1" y daño variable por la arena Capaya-K (1).	129
Tabla 16.- Sensibilidades con diámetro de tubería 4 ½", reductor de variable y daño cero por la arena Capaya-K (1).	131
Tabla 17.- Sensibilidades con diámetro de tubería 4 ½", reductor de 1" y daño variable por la arena Capaya-K (1).	131
Tabla 18.- Sensibilidades con diámetro de tubería 5 ½", reductor de variable y daño cero por la arena Capaya-K (1).	133
Tabla 19.- Sensibilidades con diámetro de tubería 5 ½", reductor de 1" y daño variable por la arena Capaya-K (1).	133
Tabla 20.- Cálculo del éxito mecánico.....	136
Tabla 21.- Coordenadas de superficie y fondo del pozo de la Loc. Tácata C	143
Tabla 22. Hoyo conductor 26" Caso Base (Revestidor de 20" a 1500').....	164
Tabla 23. Hoyo superficie 14 ¾" x 17 ½" Caso Base (Revestidor de 13 3/8" a 6550').....	164
Tabla 24. Hoyo productor_1 12 ¼" Caso Base (Revestidor de 9 5/8" a 12500').....	165
Tabla 25. Hoyo productor_2 8 3/8" Caso Base (Camisa de 7 5/8" a 15000')	165
Tabla 26. Hoyo conductor 26" Caso Contingencia (Revestidor de 20" a 1500')	165
Tabla 27. Hoyo superficie 20" Caso Contingencia (Revestidor de 16" a 5700').....	166
Tabla 28. Hoyo intermedio 14 ¾" x 17 ½" Caso Contingencia (Revestidor 13 3/8" a 6750').....	166
Tabla 29. Hoyo productor_1 12 ¼" Caso Contingencia (Revestidor de 9 5/8" a 12500').....	166
Tabla 30. Hoyo productor_2 8 3/8" Caso Contingencia (Camisa de 7 5/8" a 15000').....	167
Tabla 31. Rango referencial de las propiedades del fluido por fase.	167
Tabla 32. Rango referencial de volumetría por fase.....	168
Tabla 33. Lechada de llenado. Revestidor de 20":.....	168
Tabla 34. Lechada de cola. Revestidor de 20":.....	168

Tabla 35. Lechada de llenado. Revestidor de 16":.....	169
Tabla 36. Lechada de cola. Revestidor de 16":.....	169
Tabla 37. Lechada de llenado. Revestidor de 13 3/8":	170
Tabla 38. Lechada de cola. Revestidor de 13 3/8":	170
Tabla 39. Lechada de llenado. Revestidor de 9 5/8":.....	170
Tabla 40. Lechada de cola (premezclada) Revestidor de 9 5/8":.....	171
Tabla 41. Lechada única antimigratoria (premezclada) Camisa de 7 5/8":	171
Tabla 42. Torque y arrastre. Hoyo 26" Caso Base (Revestidor de 20" a 1500')	172
Tabla 43. Torque y arrastre. Hoyo 17 ½" Caso Base (Revestidor de 13 3/8" a 6550').....	172
Tabla 44. Torque y arrastre. Hoyo 12 ¼" Caso Base (Revestidor de 9 5/8" a 12500').....	172
Tabla 45. Torque y arrastre. Hoyo 8 3/8" Caso Base (Camisa de 7 5/8" a 15000').....	172
Tabla 46. Torque y arrastre. Hoyo 26" Caso Contingencia (Revestidor de 20" a 1500').....	173
Tabla 47. Torque y arrastre. Hoyo 20" Caso Contingencia (Revestidor de 16" a 5700').....	173
Tabla 48. Torque y arrastre. Hoyo 17 ½" Caso Contingencia (Revestidor de 13 3/8" a 6750').....	173
Tabla 49. Torque y arrastre. Hoyo 12 ¼" Caso Contingencia (Revestidor de 9 5/8" a 12500').....	173
Tabla 50. Torque y arrastre. Hoyo 8 3/8" Caso Contingencia (Camisa de 7 5/8" a 15000').....	174
Tabla 51.- Resultados de la simulación de la hidráulica para el Caso Base.	188
Tabla 52.- Resultados de la simulación de la hidráulica para el Caso Contingencia.	188
Tabla 53. Registros por hoyo.	213
Tabla 54. Experiencia mínima requerida por el personal del proyecto	215
Tabla 55. Estimación tiempo y costo.	217
Tabla 56. Requerimientos de tubulares para los dos casos del Tácata C.	222
Tabla 57. Requerimientos de conexiones para los dos casos del Tácata C.	222



INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

Siendo Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA) la empresa encargada de velar por las reservas de hidrocarburos, así como de su eficiente explotación, se ve obligada a cambiar su política de perforación para poder mantenerse como una de las empresas de hidrocarburos de referencia en el ámbito internacional. Esto viene dado por el incremento de la competencia de empresas operadoras a nivel mundial y de la crisis económica en la cual esta inmersa el país y de la cual PDVSA no escapa. Por esto PDVSA requiere optimizar los costos de producción y además tomar en cuenta la aplicación de nuevas metodologías que conducen a incrementar la productividad y mejorar el éxito volumétrico de los pozos, entre otras acciones.

Para lograr dichos objetivos se debe planificar y prever los problemas que pueden ocurrir y abastecerse de las provisiones necesarias para evitar problemas mayores.

En tal sentido PDVSA adopta las mejores prácticas originadas de los análisis corporativos (“Benchmarking”) realizados a través del IPA (“Independent Project Analysis”). Ésta es una institución que agrupa a varias empresas líderes a nivel mundial, incluyendo a las grandes compañías multinacionales en el negocio petrolero (BP Amoco, Shell, PDVSA y otras), en donde se determina la importancia de evaluar los grados de definición y complejidad de los proyectos para la toma de decisiones.

Como resultado de dicha adopción está la creación de un nuevo esquema de trabajo, el cual es utilizado por la Gerencia de Ingeniería y Proyectos. Esta nueva metodología es denominada Visualización, Conceptualización y Definición (VCD) y se ha venido implantando en las Gerencias de Perforación y Subsuelo de PDVSA EPM, desde enero del año 2000.

El VCD es una herramienta efectiva para gerenciar con anticipación los resultados de un proyecto antes de que se comprometan grandes cantidades de los recursos asignados al mismo. El VCD se inicia con la identificación de una oportunidad u objetivo de negocio y continúa hasta que el proyecto es autorizado, involucrando todos los actores en cada una de las fases de un proyecto de inicio a fin. El mismo está inmerso en los procesos de Modelaje Integral de Yacimientos (MIYA) y Metodología Integral de Productividad (MIP) como parte de un equipo multidisciplinario que define el portafolio de proyectos de pozos a ser perforados y los pozos a ser rehabilitados, con la respectiva jerarquización de cada Unidad de Explotación de Yacimiento (UEY).

La fase VCD de un proyecto está inmersa en cuatro etapas principales (Requerimientos Funcionales, Ingeniería Conceptual, Ingeniería Básica e Ingeniería de Detalle), las cuales poseen una cierta cantidad de pasos que sirven para estimar los costos y el avance en la definición de un proyecto de perforación dado.

Como se mencionó anteriormente, la metodología VCD dentro de PDVSA es relativamente nueva y todavía se está en el proceso de implantación, por lo cual existe la necesidad de estandarizar el proceso de planificación y diseño de un pozo, basándose en la metodología VCD. En tal sentido, este Trabajo Especial de Grado, tiene el fin de ilustrar la fase inicial de la metodología VCD (Requerimientos Funcionales, Ingeniería Conceptual e Ingeniería Básica), basándose en la planificación y diseño de un pozo exploratorio (delineador) del Campo Tácata del Distrito Punta de Mata.



CAPÍTULO I

JUSTIFICACIÓN

OBJETIVO GENERAL

El Trabajo Especial de Grado se basa en la aplicación de la metodología VCD (Visualización, Conceptualización y Definición) en la elaboración del programa de perforación del proyecto Tácata C, del Distrito Punta de Mata de la División Oriente de la Unidad de Negocio de Producción de PDVSA Exploración, Producción y Mejoramiento (EPM).

OBJETIVO ESPECÍFICO

Los objetivos específicos del Trabajo Especial de Grado son:

- Integrarse a la mesa de trabajo del proyecto para la planificación y diseño del pozo.
- Documentar la visión del proyecto a través de la revisión de los requerimientos funcionales.
- Realizar un estudio de opciones (Ingeniería Conceptual) mediante la recopilación de información disponible del proyecto como es el tren de presiones, análisis comparativo de pozos vecinos, nuevas tecnologías, entre otras; verificando el cumplimiento de los requerimientos funcionales.
- La realización del programa de perforación de manera general (Ingeniería Básica) mediante el diseño y ajuste de la arquitectura del pozo, usando las aplicaciones de perforación de Landmark Graphics; determinando el personal requerido, el tiempo y el costo del proyecto; estableciendo la

estrategia de contratación y pre-selección de las empresas, así como realizar la procura de materiales de largo tiempo de entrega.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

PDVSA es la empresa encargada de velar por las reservas de hidrocarburos así como de su eficiente explotación. Hoy en día la compañía se encuentra obligada a cambiar su política de perforación para poder mantenerse como una de las empresas de hidrocarburos de referencia en el ámbito internacional. Esto viene dado por el incremento de la competencia de empresas operadoras a nivel mundial y de la crisis económica en la cual esta inmersa el país y de la cual PDVSA no escapa. Por esto PDVSA requiere optimizar los costos de producción y además tomar en cuenta la aplicación de nuevas metodologías que conducen a incrementar la productividad y mejorar el éxito volumétrico de los pozos, entre otras acciones.

Desde el año 2000 la Gerencia de Perforación de PDVSA EPM adoptó la metodología denominada Visualización, Conceptualización y Definición (VCD), con el objetivo de optimizar los costos de producción, incrementar la productividad y mejorar el éxito volumétrico de los pozos, mediante una planificación de los proyectos de manera ordenada y sistematizada.

Estando la implantación de la metodología en sus primeras etapas dentro de la estatal, se debe generar un programa estándar que rijan la manera de planificar y elaborar los programas de perforación, para lo cual es necesaria la documentación del proceso de realización de un programa de perforación basado en la metodología VCD.

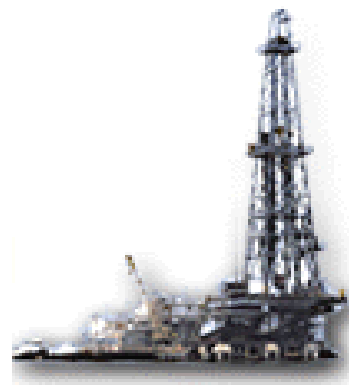
JUSTIFICACIÓN

Exponer de forma clara los componentes principales en la primera fase de la metodología VCD (Requerimientos Funcionales, Ingeniería Conceptual e Ingeniería Básica), la cual tiene como objetivo:

- La optimización del diseño de los puntos de asentamiento de los revestidores, de la hidráulica del fluido, de la completación, etc.

- El establecimiento de un patrón con el “deber ser” para que la Gerencia de Perforación de PDVSA EPM realice una estandarización en los esquemas de trabajo a la hora de elaborar un programa de perforación.

- La determinación de la importancia del dato para mejorar los tiempos de perforación y los costos asociados a él, a través de la identificación de “mejores prácticas” y “lecciones aprendidas”, obtenido del análisis de información estadística.



CAPÍTULO II

CONCEPTOS BÁSICOS

Éxito Volumétrico

Es la relación que existe entre los barriles producidos y los estimados. Éste es un factor muy útil a la hora de medir los resultados de una planificación de un pozo. El valor ideal es uno (1) lo que significa que la planificación y ejecución se hizo de manera correcta, el margen de error es de 12% tanto por encima como por debajo. Se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$E_V = \frac{BNPD_{real}}{BNPD_{planificads}} \quad \text{Ec. 01}$$

Éxito Mecánico

Es un método de calificar de manera numérica los resultados de una perforación. Al igual que el éxito volumétrico, es muy útil a la hora de planificar un pozo, ya que sirve de referencias para tecnologías aplicadas en pozos vecinos así como de lecciones aprendidas y mejores práctica. Su cálculo se basa en asignarle a cinco objetivos de la perforación un valor a cada uno de uno (1) si se cumplió o de cero (0) si no se hizo, los objetivos son tiempo, costo, daño a la formación, diseño y profundidad. Luego se aplica la siguiente ecuación.

$$E_M = \frac{\sum Obj.}{Total} \quad \text{Ec. 02}$$

Donde:

$\sum Obj$: Resultado de las asignaciones.

E_M : Éxito mecánico.

Total: Valor total de todos los objetivos, es un valor de cinco.

Presión

Se define como presión al valor resultante de aplicar una fuerza sobre determinada área. La expresión matemática es:

$$P = F / A \quad \text{Ec. 03}$$

Donde:

F : fuerza (generalmente en lbf.)

A : área (generalmente en pulg².)

P : presión (generalmente en lpc)

En base a este concepto se conocen diferentes tipos de presión entre los que se encuentran:

- **La presión hidrostática:** es aquella ejercida por la columna de fluido estático en un pozo. Para calcularla se multiplica la densidad del fluido por la altura real de la columna:

$$P_h = 0,052 * \rho * H \quad \text{Ec. 04}$$

Donde:

P_h : presión hidrostática en lpc.

r : densidad del fluido en lpg.

H : altura de la columna de fluido en pies.

- **La presión de circulación:** constituye la presión necesaria para generar movimiento del fluido de perforación venciendo la resistencia ocasionada por la fricción entre éste y las superficies por donde circula. Se calcula al sumar la presión en la salida y las caídas de presión en todo el sistema de circulación (desde que el fluido sale de la bomba hasta que retorna a los tanques de lodo) y equivale al valor leído en el manómetro de la bomba de lodo.

- **La presión de sobrecarga:** es la presión ejercida por el peso combinado de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en los espacios porosos de la misma (agua, hidrocarburos, etc.) sobre una formación particular.

- **Presión de fractura:** presión necesaria para inyectar fluido a un yacimiento. Su valor debe ser mayor que la suma de la presión de poro más la componente horizontal de la presión de sobrecarga. Conocer la presión de fractura de una formación es útil para:
 - Planificar las profundidades de asentamiento de revestidores y las densidades de los lodos de perforación para cada etapa de perforación, de manera que no se exceda la presión de fractura esperada.
 - Determinar la máxima presión anular tolerada durante el proceso de control de pozo, para evitar reventones.
 - Estimar las presiones requeridas para posibles trabajos de estimulación por medio del fracturamiento hidráulico.

- **La presión de poro:** también conocida como presión de formación o yacimiento, es la ejercida por los fluidos confinados dentro de los poros de una formación. Se clasifica en normal, subnormal y anormal, dependiendo si el gradiente de presión de la formación se encuentra por debajo del gradiente de presión del agua dulce (0,433 lpc/pie) o por encima del gradiente de presión del agua salada (0,465 lpc/pie) respectivamente.

- **Gradiente de presión:** variación de la presión por unidad de profundidad, la expresión matemática para calcularla es:

$$Grad = \frac{P}{H} = 0,052 * \rho$$

Ec. 05

Donde:

P: presión en lpc.

H: profundidad en pies.

r: densidad del fluido en lpg.

Hidráulica

El estudio de la hidráulica, constituye uno de los aspectos más importantes en la planificación de las actividades de perforación de un pozo, debido a que con ella se puede:

- Controlar la presión de fondo
- Disminuir el peso de la sarta de perforación y revestimiento, debido a la fuerza de flotabilidad
- Minimizar la erosión debido a la acción de limpieza durante el movimiento
- Incrementar la tasa de penetración
- Tamaño de los equipos de superficie
- Controlar la presión de surgencia creada por la bajada de la tubería dentro del hoyo
- Minimizar la presión de succión creada por la sacada de la tubería del hoyo
- Evaluar los incrementos de presión cuando se circula el lodo
- Mantener el control del pozo durante los influjos

Utilizando la información definida para los ensamblajes de fondo, los revestidores, los diámetros de hoyos a perforar y los fluidos a utilizar durante la perforación, se realizó la evaluación de los requerimientos de limpieza de los hoyos para las diferentes fases de perforación. En este caso, se empleó el módulo de Hidráulica de la aplicación de ingeniería WellPlan.

El modelo usado para describir el comportamiento reológico del fluido de perforación es el “Power Law Modificado”, según la ecuación:

$$\tau = \tau_o + (K * \gamma^n)$$

Ec. 06

Donde:

K : índice de consistencia

n : índice de flujo

γ : densidad del fluido

τ : esfuerzo de cedencia

En este modelo, los parámetros n y K son similares a los del modelo “Power Law” pero, para fluidos que tienen un esfuerzo cedente, los valores calculados de n y K serán diferentes. El parámetro τ_o es el esfuerzo cedente de un fluido cuando la velocidad de corte es cero (0 rpm). En teoría, este parámetro es el mismo que el punto de cedencia del modelo plástico de Bingham. En casos particulares el modelo se reduce al modelo plástico de Bingham cuando $n=1$ y se reduce al modelo de “Power Law” cuando $\tau=0$.

El modelo “Power Law Modificado” describe bien el comportamiento de fluidos base agua y base aceite ya que ambos tipos de fluidos exhiben comportamiento de adelgazamiento de corte y tiene esfuerzo de corte a velocidad de corte cero.

Los cálculos hidráulicos por fase se realizaron tomando en cuenta los siguientes criterios:

- Presión en cabezal de la bomba.
- Potencia hidráulica por unidad de área.
- Porcentaje de limpieza en el hoyo.

Tiempos de Operación

PDVSA, en su esfuerzo constante de optimizar sus operaciones desarrolló una metodología única para el análisis de los tiempos operacionales, llamada Análisis de Actividades de Construcción y Rehabilitación de Pozos, la cual permite:

- Evaluar índices de perforación por hoyo, campo y área
- Identificar actividades susceptibles a ser mejoradas
- Optimizar las operaciones de perforación
- Obtener índices referenciales de apoyo para la planificación de los pozos a perforarse a corto y mediano plazo.

Con la implantación y análisis de esta metodología, se pueden aplicar los correctivos técnicos que permitan mejorar la eficiencia de la perforación al reducir el tiempo no productivo, disminuyendo así el costo final del pozo.

Para lograr esto, se estandarizaron y codificaron todas las operaciones relacionadas con la construcción de un pozo, las cuales se clasifican en cuatro niveles jerárquicos (fase, etapa, actividad y sub-actividad), los cuales se relacionan con un nivel de detalle.

Este proceso se divide en siete fases, las cuales describen el proceso de perforación de un pozo desde que se inician los preparativos para la mudanza del taladro hacia la nueva localización o pozo, hasta que se prueba satisfactoriamente el árbol de navidad o se asegura el pozo. Estas fases son:

- Mudar
- Perforar
- Evaluar el yacimiento
- Completar
- Reentrar
- Hincar
- Abandonar

La secuencia típica del proceso de Construcción de pozos contempla las fases mudar, perforar, evaluar el yacimiento (opcional) y completar, tal como se muestra en la Fig. 1.

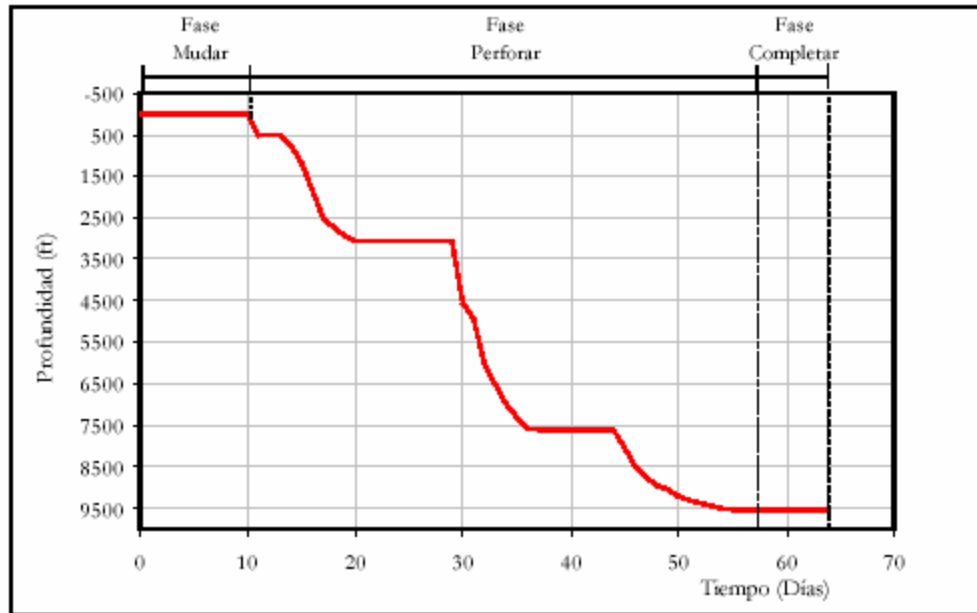


Fig. 1.- Secuencia típica de las fases del macro proceso de construcción del pozo. (20)

Cada una de estas fases está vinculada con un conjunto de operaciones que requieren de un tiempo para su cumplimiento, tiempo que está relacionado tanto con actividades productivas como no productivas.

Tiempo productivo

Es el período de tiempo de aquellas actividades de los equipos de perforación, que contribuyen al progreso de la construcción o rehabilitación del pozo de acuerdo a lo planificado o de eventos adicionales no contemplados en la planificación, que surgen a requerimiento del cliente. El tiempo productivo está subdividido en: Productivo Planificado y Productivo Adicional.

- Productivo Planificado: son todos aquellos tiempos asociados a las diferentes actividades relacionadas con la construcción y rehabilitación de un pozo, que forman parte de la planificación inicial.

- **Productivo Adicional:** son todos aquellos tiempos que, una vez comenzado el proceso, son incluidos a solicitud del cliente en las actividades de construcción y rehabilitación de un pozo, y que no formaban parte de la planificación inicial.

Tiempo no productivo (TNP)

Se define como el período acreditable a eventos o actividades en las operaciones del equipo de perforación, que retardan el avance de las actividades de construcción y rehabilitación de un pozo según lo planificado. Inicia desde que se evidencia una actividad no productiva hasta que se encuentren de nuevo las condiciones operacionales productivas que se tenían antes del evento improductivo.

Estos tiempos se subdividen en TNP Problemas y TNP Perdido, para un mejor análisis de los eventos causantes de los tiempos no productivos durante la perforación y rehabilitación.

- **TNP Problemas**

Son todos aquellos acontecimientos no productivos inherentes a la condición del hoyo. Comprende las actividades: acondicionamiento del hoyo, pérdida de circulación, atascamiento de la tubería, control de arremetida, desvíos, corrección de cementación primaria, pesca y complejidad geológica, entre otras actividades.

- **TNP Perdido**

Son todos aquellos acontecimientos no productivos que por su naturaleza no son considerados como tiempos problemas y no están asociados a condiciones del hoyo, sino a eventos logísticos y de superficie. Estas son: esperas por contratistas y/o PDVSA, reparaciones y de fuerza mayor (paros comunitarios, condiciones ambientales, etc).

Diseño de Revestidores y Tubería de Producción (27)

Existen básicamente dos grandes clases de tubulares: de revestimiento y de producción. El primero de estos se utiliza para recubrir las paredes del pozo, con el propósito general de proteger tanto al pozo como a la formación. El segundo es la tubería por donde circulará el fluido que se va a producir.

Dentro de la clase de tubería de revestimiento existen varios tipos, como son. Los revestidores, camisas y “tieback”. A su vez, los revestidores se clasifican también según el hoyo o fase en que se encuentren, estos se pueden observar claramente en la Fig. 2. A continuación se detallarán cada uno de ellos para un mejor entendimiento.

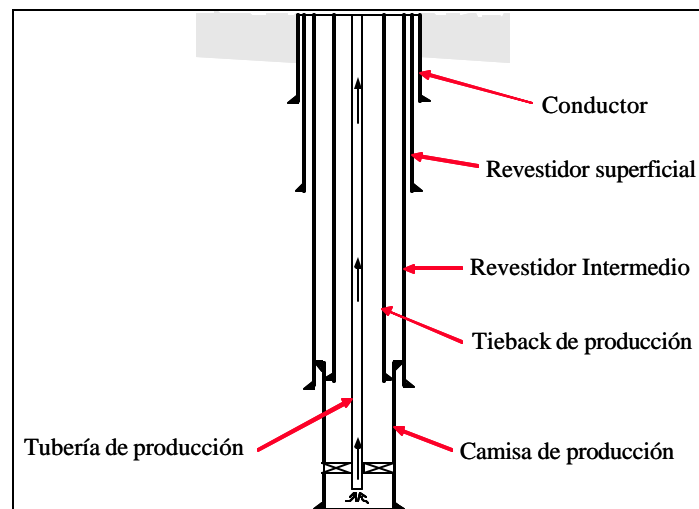


Fig. 2.- Esquema mecánico con los diferentes tipos de tubulares.

Conductor: Puede referirse también 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.

Tubería 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 impedimentos.

Revestidor intermedio, camisas y “tiebacks” 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.

Revestidor de producción, camisas y “tiebacks” 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.

Tubería de producción:

1. Constituye el conducto por donde fluye el fluido en la fase de producción.
2. Sirve para controlar la presión del yacimiento.
3. Permite estimular el yacimiento.

Procedimiento General de Diseño

Para diseñar eficientemente una sarta de revestimiento, así como la tubería de producción óptima, hay que conocer una serie de datos del yacimiento, como por ejemplo:

- Las presiones de poro y de fractura hasta la profundidad final del mismo.
- La distribución de temperaturas.
- Las funciones del pozo, actuales y futuras.
- Caudal de fluido esperado.

Una vez en disponibilidad de los datos antes mencionados se procede a:

- Seleccionar las profundidades de asentamiento.
- Escoger los diámetros de los distintos revestidores.
- Determinar los tipos de material, espesores y conexiones de las sargas.

En la actualidad PDVSA emplea distintos tipos de simuladores para llevar a cabo estas actividades. A continuación se explicará la teoría en que se basan esos programas de computadora.

1. Selección de la profundidad de asentamiento

Para llevar a cabo la selección hay que tener información de las presiones existentes, con las cuales se realiza. El gráfico de gradiente de presiones vs profundidad, como se muestra en la Fig. 3.

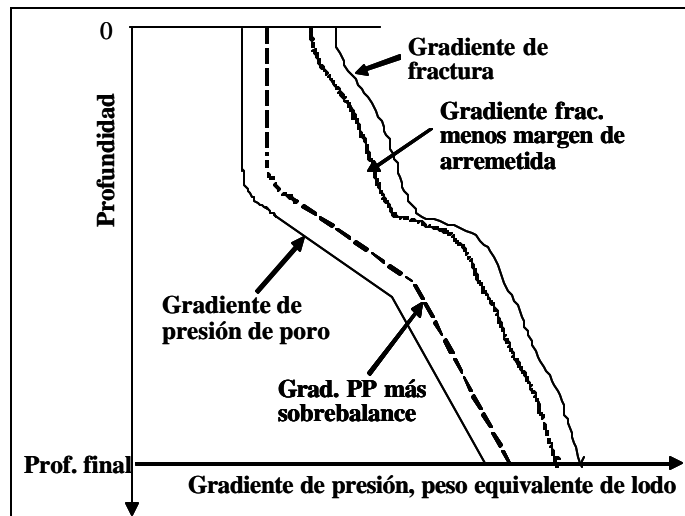


Fig. 3- Gráfico de gradiente de presiones vs profundidad.

Adicionalmente hay que verificar el riesgo de pega por presión diferencial, ya que al ser mayor la presión ejercida por el lodo que la ejercida por la formación, hay el riesgo de que la tubería “se pegue” a la pared del hoyo. Para evitar esto las máximas diferencias entre el peso del lodo y la presión de poro no deben superar el límite establecido y se basa en la ecuación:

$$\Delta P = 0.052 \times (P_{Lodo} - P_{poro}) \times h \quad \text{Ec. 07}$$

También hay que verificar la resistencia de la formación contra arremetidas. Para determinar el punto de asentamiento idóneo para evitar que una arremetida de gas salga por detrás de éste.

2. Selección de diámetros

La selección del diámetro se hace principalmente en función de que cada revestidor pueda contener al siguiente. El último, es decir, la tubería de producción debe tener suficiente diámetro para conducir el fluido del pozo hasta la superficie. Así pues, se escoge primero la tubería de producción y luego, sucesivamente los demás revestidores. 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 Fig. 4 se muestra los diámetros más usuales de hoyos y revestidores. Las líneas continuas representan las selecciones más usuales.

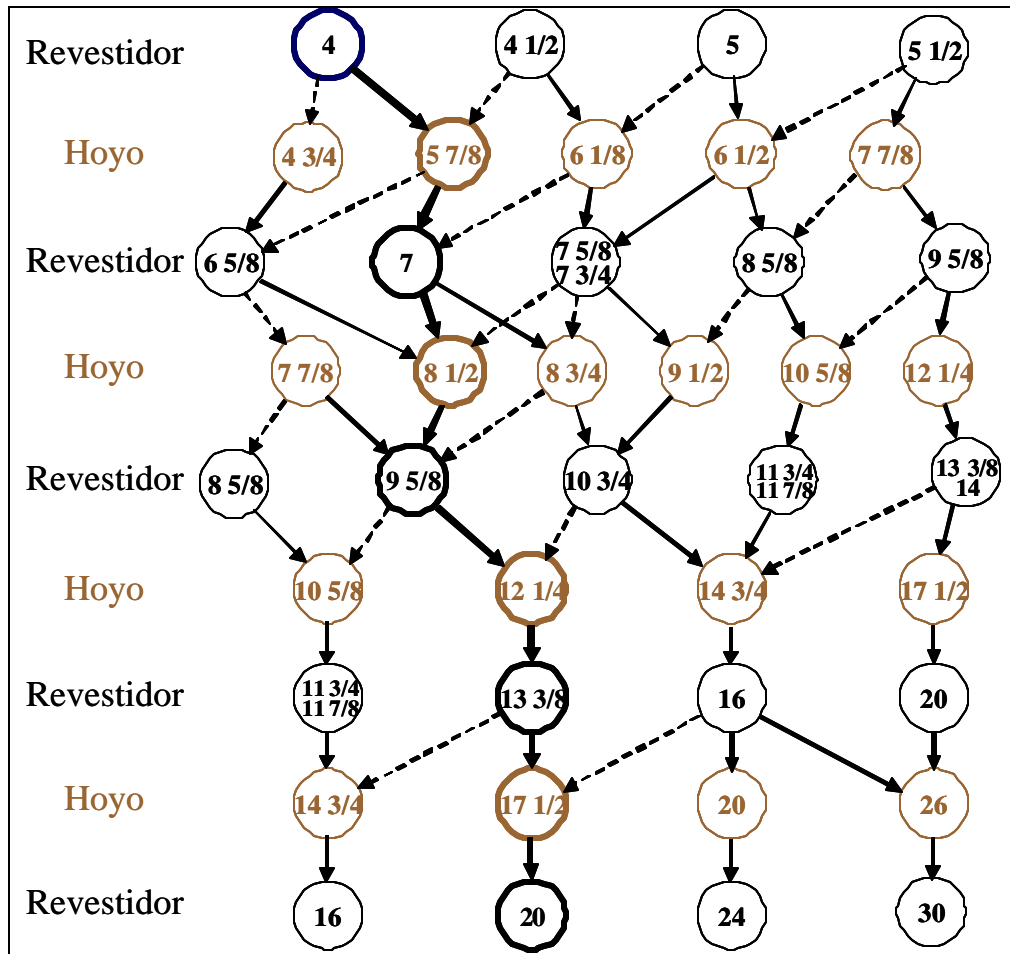


Fig. 4.- Diagrama de selección de diámetro.

3. Determinación de espesores y grados

Una vez que se sabe la longitud y los diámetros que tendrán los diferentes revestidores y tuberías, se procederá a determinar el espesor de los tubos y el material de que estarán hechos. Para ello se necesitan saber los casos de carga a que estarán sometidos estos elementos. 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 y fuga de gas en la tubería de producción, entre otras.

Una vez determinados los casos de carga hay que analizar cómo se van a emplear; si por el método convencional o el de vida y servicio.

Método convencional:

- Determina cuál caso de carga genera mayor diferencial de presión (dint > dext) y verifica la resistencia al estallido.
- Determina el caso de carga que genere mayor presión externa y vacío interno y verifica la resistencia al colapso.
- Verifica la resistencia a la tracción versus el peso sumergido de la sarta.
- **NO CONSIDERA**
 - Cementación (parcialmente).
 - Pandeo.
 - Efectos de la temperatura.
 - Esfuerzos debidos a la flexión.
 - Variaciones del área transversal de la tubería .
- Es conservador para pozos someros.
- Insuficiente para pozos profundos.
- Es posible realizar los cálculos a mano.

Método de la vida de servicio:

- Considera un caso de carga base: revestidor colocado y cementado y le superpone los diferentes casos de carga:
 - Caso base + Caso de carga 1
 - Caso base + caso de carga 2
 - Caso base + caso de carga...

- Para cada uno de estos cálculos se compara el resultado con la resistencia de la tubería. Además se calcula el esfuerzo equivalente (Von Mises) y se compara con la resistencia a la fluencia del material.
- **SI CONSIDERA**
 - Cementación.
 - Pandeo.
 - Efectos de la temperatura.
 - Esfuerzos debidos a la flexión.
 - Variaciones del área transversal de la tubería.
- En general se necesita de una computadora para realizar los cálculos.

Analizados los casos de carga, se deben comparar los resultados con la resistencia del material a colapso, cedencia interna (estallido), tracción, compresión y esfuerzos de Von Mises. Evidentemente, la Resistencia de la tubería (y de la conexión) debe ser mayor que la carga, cuánto mayor lo determina el factor de diseño que se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\text{Factor de Diseño} = \frac{\text{Resistencia del Material}}{\text{Carga aplicada}}$$

Ec. 08

VISUALIZACIÓN, CONCEPTUALIZACIÓN Y DEFINICIÓN (VCD)

IPA

El “Independent Project Analysis” (IPA) es una institución fundada en 1987 que agrupa a 13 empresas líderes en el ámbito mundial en el área de petróleo (PDVSA, Exxon-Mobil, BP, etc.) donde se determinó la importancia y la urgencia de evaluar los grados de definición y complejidad de los proyectos para la toma de decisiones. En si, lo que se encarga este instituto es de hacer análisis comparativos (“benchmarking”) de los diferentes proyectos de sus integrantes, así como de otras compañías que soliciten su servicio, con el fin de obtener las mejores prácticas.

VCD

Esta metodología es el resultado de la adopción de las mejores prácticas realizadas por el IPA y es el término equivalente al “Front End Loading” (FEL). El VCD es una metodología de trabajo donde se busca el involucramiento de 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 utilizado por la organización de Ingeniería y Proyectos siendo el resultado de la adopción de las mejores prácticas originadas de los análisis comparativos realizados por intermedio de la IPA, institución que agrupa a empresas petroleras líderes mundialmente, donde se determinó la importancia de evaluar los grados de definición y complejidad de los proyectos para la toma de decisiones.

Desde enero del año 2000, la Organización de Perforación y Subsuelo ha estado implantando esta metodología con el propósito de mejorar la rentabilidad y éxito de sus proyectos de perforación. Sin embargo, debido a la complejidad de la

misma, se requiere de un período de aprendizaje, el cual todavía está en progreso.

Esquema de funcionamiento del VCD

La parte superior de la Fig. 5 muestra las fases de un proyecto dado y en la parte media se definen, en forma general, los productos desarrollados en cada una de esas fases, junto con los niveles de costos obtenibles en cada momento. Adicionalmente se indican dos hitos importantes: la aprobación de los fondos para acometer la ejecución del proyecto y la subsiguiente completación mecánica del mismo.

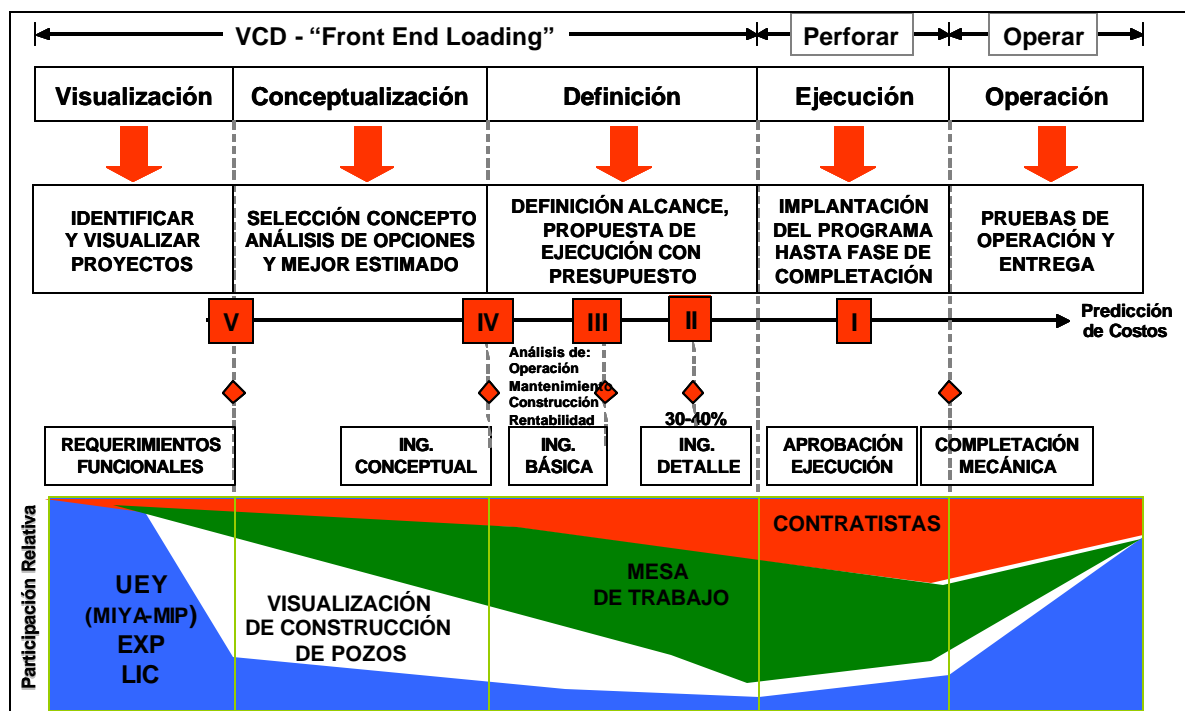


Fig. 5.- Esquema del funcionamiento del VCD. (7)

En la parte inferior de la misma figura, se indica la interrelación entre los diferentes individuos y/u organizaciones que intervienen en la planificación, ejecución y operación del proyecto. Estos representan diferentes funciones, sino que el éxito del proyecto dependerá de la interacción entre ellos y de la información que oportuna y mutuamente se suplan. Sin embargo, la responsabilidad de dicho éxito

recae sobre el líder del proyecto, una vez que perforación establezca un acuerdo de servicio con la UEY.

En cada momento del proceso puede haber una persona u organización cuya participación es mayor que la de otros, convirtiéndolo en el ente coordinador del flujo de información requerido para completar la fase en particular, no obstante, el proceso continua siendo un esfuerzo de todos los participantes, los cuales trabajan desde el principio hasta el final juntos y están presentes a lo largo de todo el proceso.

De esta manera se observa que en las fases de visualización la Unidad de Explotación de Yacimientos es quien tiene mayor influencia sobre el proyecto, pues es ésta quien genera la idea. Su participación disminuye en la conceptualización y definición donde Perforación junto con sus mesas de trabajo se encargan de cumplir con las expectativas de la Unidad de Explotación.

En conclusión la filosofía del VCD es aquel en el que con el fin de llevar a cabo un proyecto el esfuerzo necesario va a venir dado por un trabajo multidisciplinado donde cada persona aporte su pericia.

Objetivos del VCD

- Garantizar que la inversión de capital esté dirigida hacia las principales necesidades del negocio.
- 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, hacer más predecible los resultados que se esperan obtener del mismo y mejorar la calidad del producto final.

- Asegurar una definición detallada del alcance del mismo para satisfacer los objetivos del negocio en cuanto a la inversión de capital se refiere.

Modelo Organizacional del VCD

PDVSA como Corporación se encuentra conformada por Divisiones y Distritos, como se muestra en la Fig. 6. Basándose en ello, el VCD como organización de Perforación y Subsuelo, requiere la participación de las siguientes gerencias y líderes:

- Gerencia del Centro de Excelencia de Perforación.
- Gerencia del VCD Corporativo.
- Gerencia de Perforación de las Divisiones.
- Gerencia VCD de las Divisiones.
- Gerencia del Centro de Excelencia de cada Distrito.
- Gerencia de Perforación de cada Distrito.
- Líderes VCD de cada Distrito.

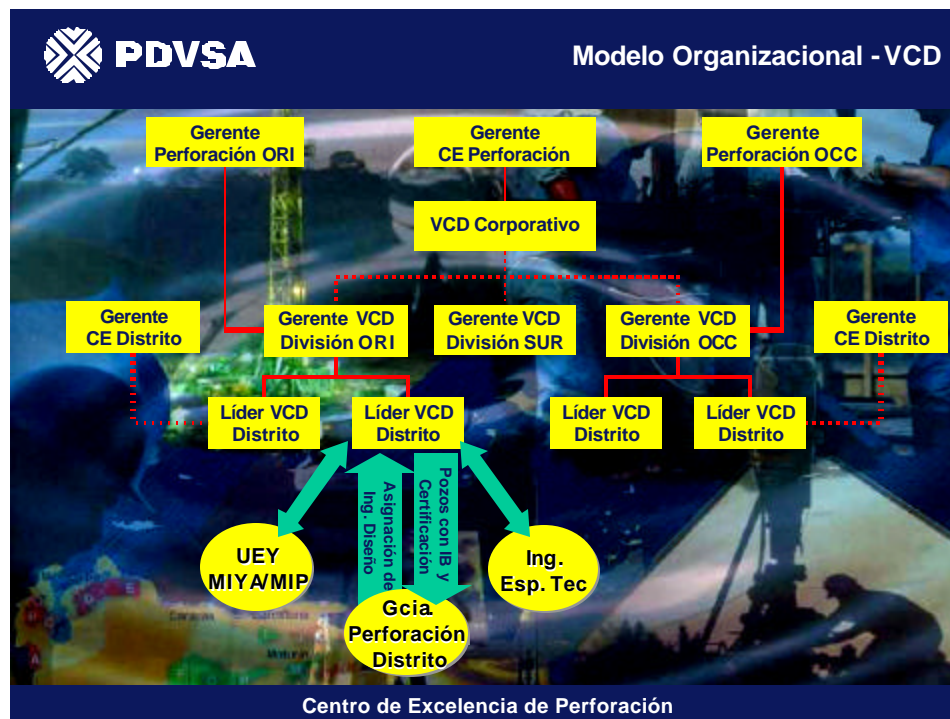


Fig. 6.- Modelo Organizacional del VCD. (7)

Según lo indicado en el diagrama de flujo de la Fig. 6, el VCD Corporativo debe reportar directamente al Centro de Excelencia de Perforación. Sin embargo, a este Gerente Corporativo de VCD reportan funcionalmente los Gerentes de los VCD de las Divisiones, quienes a su vez reportan administrativa y operativamente a los Gerentes de Perforación de las Divisiones.

Los Líderes VCD de cada Distrito reportan al Gerente VCD de cada División y al Gerente del Centro de Excelencia del Distrito. Adicionalmente, los líderes VCD deben tener una relación muy estrecha con el Gerente de Perforación del Distrito, debido a que el personal de ingeniería que trabaja en el VCD es asignado por el Gerente de Perforación del Distrito, por tanto los productos generados son operacionalizados por dicho Gerente. Igualmente, este líder tiene una relación muy estrecha con los Gerentes de las Unidades de Explotación de Yacimientos y tiene una relación tecnológica y de mejores prácticas con las Gerencias de Especialidades Tecnológicas y Gerencias de Ingeniería de la organización de Perforación (Intevep).

Finalmente, el Líder de VCD del Distrito se asegurará de la calidad de su producto apoyándose en las mejores prácticas determinadas por los Líderes de VCD Perforación, VCD Rehabilitación y VCD Modelo de Subsuelo, quienes forman parte del equipo VCD de la División.

Interacción del VCD con MIYA (Modelaje Integral de Yacimientos) y MIP (Metodología Integral de Productividad)

El VCD esta inmerso en los MIYA's y los MIP's como parte de un equipo multidisciplinario que define el portafolio de proyectos candidatos a ser jerarquizados por cada UEY. Al mismo tiempo se establece como puente de enlace con la organización ejecutora (Gerencia de Perforación del Distrito) y se hace corresponsable de todos y cada uno de los proyectos-candidatos que conforman el portafolio, los cuales a su vez deben ser aprobados por la Gerencia

de UEY y le permitirá a la Gerencia de Perforación del Distrito establecer Acuerdos de Servicios con los gerentes de la UEY. El VCD es un coordinador, un formador de equipo, un enlazador de funciones.

División del VCD y tiempo estipulado para la realización del VCD

El Líder VCD de cada Distrito coordina el trabajo realizado por el ingeniero:

- El VCD-D: conformado por dos equipos de ingenieros de diseño asignados por la Gerencia de Perforación del Distrito. Se encarga de realizar la ingeniería básica y de detalle de los proyectos de perforación del año siguiente.
- El VCD-VC: conformado por dos equipos de ingenieros de planificación pertenecientes a la gerencia VCD de la División. Se encarga de participar en la definición del portafolio del plan de negocios y de crear nuevas ideas para el diseño de los pozos que se perforarán o rehabilitarán luego de haberse cumplido con los proyectos del grupo VCD-D.

Es importante destacar que los ingenieros de diseño y planificación de perforación deben interactuar con la sala MIYA de la UEY respectiva, mientras que los ingenieros de diseño y planificación de rehabilitación deberán estar inmersos en la sala MIP de la UEY correspondiente. El producto generado por el VCD en el Centro de Excelencia del Distrito, es en definitiva responsabilidad de cada Líder de mesa ante la UEY. En la Fig. 7 se aprecia claramente el esquema de trabajo del VCD.

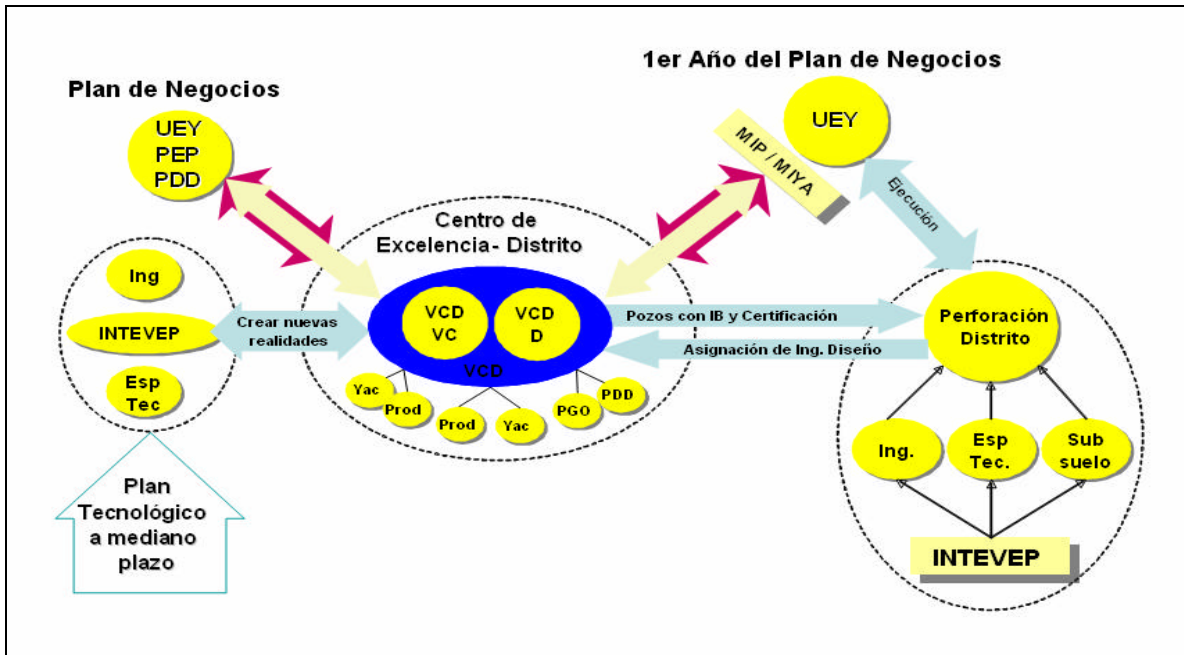


Fig. 7.- Modelo de relaciones VCD. (7)

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. Para un mejor entendimiento ver Fig. 8.

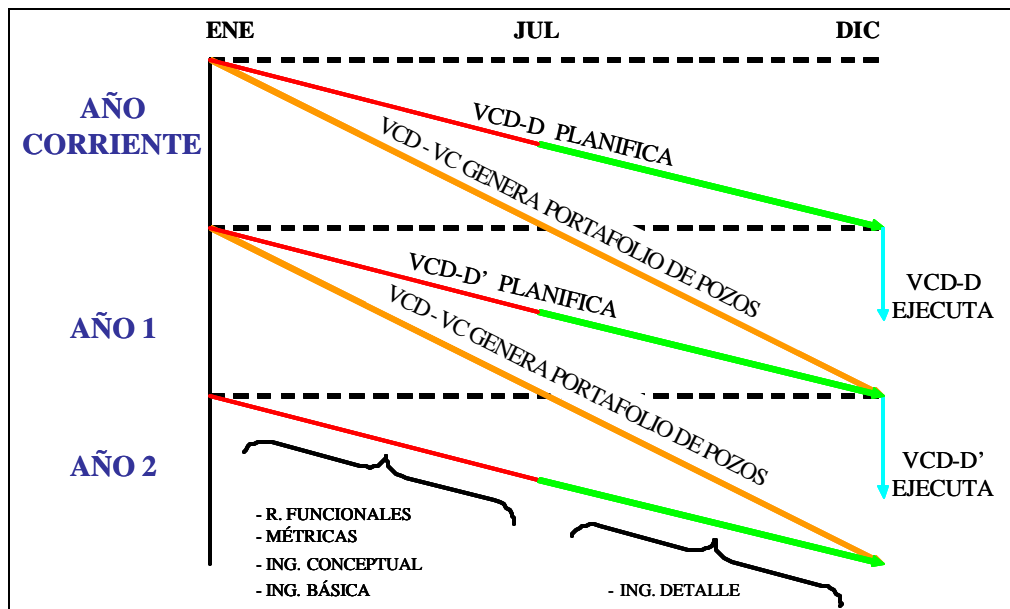


Fig. 8.- Caledarización del VCD. (7)

Durante los seis meses siguientes, los equipos de trabajo apoyan a los líderes en las siguientes tareas: jerarquización, optimización, ingeniería de detalle, sinergia con los equipos de trabajo en los diferentes niveles del proyecto. En diciembre estos equipos de trabajo retornan a la Gerencia de Perforación de cada Distrito para ejecutar lo planificado y diseñado. En ese momento son relevados por otro equipo de trabajo que de inmediato empieza a trabajar en el portafolio del año siguiente.

En cuanto a los equipos VCD-VC estos son de carácter permanente. No obstante es conveniente resaltar que el primer año del plan es a su vez el año presupuesto, por lo que debe haber una excelente sinergia y sincronización con el equipo VCD-D. El VCD-VC es quien genera el plan tecnológico enmarcado dentro del portafolio de oportunidades y plan de negocios.

Programa de Perforación según la metodología VCD

Para la realización del programa de perforación de un pozo según la metodología propuesta, deben seguirse los pasos mostrados en la Fig. 9, los cuales se describen a continuación:

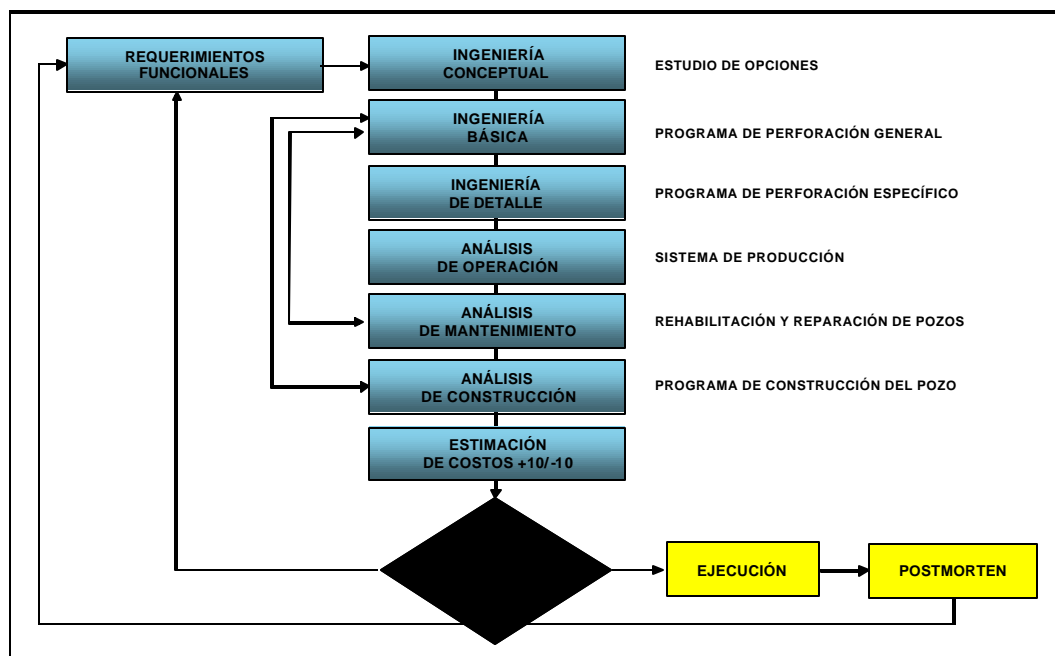


Fig. 9.- Programa de perforación según la metodología VCD. (7)

1. Requerimientos Funcionales

Los requerimientos funcionales constituyen la primera fase a realizar según se especifica en la metodología VCD, con el objeto de establecer una visualización general del proyecto. Incluye:

- La definición del tipo y uso del pozo que se desea planificar. Ejemplo: exploratorio, delineador (para capturar información de un campo), de desarrollo (productor o inyector), tecnológico (para la evaluación de alguna tecnología nueva).
- Los objetivos de la Corporación, tales como: mínimo costo y rentable, cumplimiento de los requisitos de calidad cero defecto, seguridad y mínimo riesgo ambiental.
- Los objetivos de la Unidad de Explotación, como: manejar un volumen específico de fluidos (potencial de gas, petróleo y agua), drenar secciones de yacimiento específicas (coordenadas de subsuelo del pozo), aislar zonas productoras con distintas presiones y fluidos, evitar daño a la formación, especificar si se trata de un área crítica o estratégica y establecer el valor económico del proyecto.
- Los objetivos de Perforación, generalmente comprenden mejorar los tiempos de perforación, identificar las mejores prácticas para futuros trabajos, crear un activo que sea sostenible en el tiempo y perforar un pozo a partir de la mejor opción de diseño planificada acorde con los recursos asignados.

Generalmente, los objetivos de la Corporación y de Perforación respecto al proyecto, permanecen prácticamente fijos, independientemente del proyecto de perforación que se estudie, debido a que en la mayoría de los casos están orientados a cumplir con la Misión y Visión de la Compañía, mientras que los objetivos de la Unidad de Explotación, están basados en las características propias que él como dueño del activo ha establecido para la planificación de la perforación del yacimiento objetivo.

Basado en las exigencias de la Unidad de Explotación, el personal de Perforación estudia el proyecto y establece su factibilidad técnica-económica, con el propósito de recomendar los cambios necesarios para la mejora del diseño y planificación del pozo.

La importancia de establecer los requerimientos funcionales es que dan a conocer las expectativas que el cliente tiene acerca del proyecto y de las necesidades que perforación debe solventar, cumpliendo siempre con las especificaciones de tiempo, costo, calidad y seguridad.

Una vez recopiladas y visualizadas las exigencias de la Unidad de Explotación, puede entonces iniciarse con la ingeniería conceptual del proyecto. Previo a esto, deberá realizarse una métrica de yacimiento para anticipar cuan exitosa puede ser la perforación de un pozo en función de la complejidad y definición de la zona.

2. Ingeniería Conceptual

Es la etapa del VCD que permite al equipo de Perforación desarrollar una idea de las características del nuevo activo y reunir toda la información necesaria para continuar con las fases siguientes de la metodología. Incluye:

- La recopilación de los requerimientos e información disponible del proyecto, tales como:
 - Gradiente de presión de poro, fractura y temperatura de la formación.
 - Análisis nodal.
 - Características de los fluidos y de la roca.
 - Planes para trabajos de estimulación, inyección, levantamiento artificial, etc.
 - Intervalos productores y radios de drenaje.
 - Requerimientos de equipos de fondo y de superficie para el seguimiento a las condiciones del pozo.

- Análisis comparativo de la información de pozos vecinos.
 - Cálculo de éxito volumétrico y mecánico.
 - Aplicación de nuevas tecnologías y mejores prácticas.
- Verificar el cumplimiento de los requerimientos funcionales, mediante el establecimiento de:
- La visión y definición de la completación mecánica preliminar
 - La visión y definición de la trayectoria y geomecánica regional
 - La visión y definición del dimensionamiento de revestidores
 - Visión y definición de la geometría de los hoyos
 - Visión y definición del uso de fluidos, mechas y ensamblajes de fondo
 - Visión y definición de las estrategias de negocio
 - Análisis conceptual de construcción, mantenimiento y operación
 - Estimación de costos a nivel conceptual (clase IV)

3. Ingeniería Básica

Con el cumplimiento de esta etapa del VCD, se define el programa de perforación general del pozo, reduciendo la incertidumbre del proyecto. Incluye:

- La revisión de los requerimientos funcionales, con el objeto de identificar posibles modificaciones.
- El diseño básico de la arquitectura del pozo:
 - Diseño de la completación (tipo, dimensiones, funcionalidad, fluido de completación).
 - Diseño de trayectoria (geomecánica del área, direccionalidad).
 - Diseño de revestidores (tipos, puntos de asentamiento, dimensiones).
 - Definición general de requerimientos de equipos, mechas, etc.
 - Diseño general de fluidos, cementación, mechas, sartas, cañoneo, etc.

- Estimación de base de conocimiento (competencias requeridas).
- Estimación de productividad.
- Estimación de tiempo y costo (clase III).
- Definición de las estrategias de contratación y pre-selección de empresas.
- Análisis general de operación, mantenimiento y construcción del pozo.
- Tramitación de permisologías y aprobaciones.
- Revisión y diseño de localización.
- Procura de materiales de largo tiempo de entrega.

4. Ingeniería de Detalle

Basándose en los resultados de la ingeniería básica del proyecto y una vez aprobada la métrica de pozo, es posible realizar el programa de perforación específico del pozo, en el que debe cumplirse con:

- Una revisión de los requerimientos funcionales, por posibles modificaciones.
- El diseño detallado de la arquitectura del pozo en cuanto a:
 - La completación del pozo
 - Trayectoria.
 - Revestidores.
 - Geometría de hoyos.
 - Fluidos de perforación.
 - Cementación.
 - Mechas.
 - Sarta de perforación.
 - Cañoneo.
 - Programa de registros y núcleos.
 - Estructura de conocimiento (competencias requeridas).
 - Equipo de trabajo y sus roles.
 - Estimación de tiempo y costo (Clase II).
 - Estrategia de contratación y selección de empresas.
 - Integración del programa de perforación (ejecución).
 - Controles de ejecución del proyecto.

5. Análisis de Operación

Consiste en describir y anticipar la forma óptima en que el pozo cumplirá la función para la cual fue perforado, comprende:

- Predicción de los sistemas de operación del pozo (intervenciones para cambios de completación, requerimientos de sensores de fondo y superficie, uso de completaciones inteligentes, etc.).
- Predicción de las acciones a tomar para prevenir efectos no deseados por los esfuerzos geomecánicos e hidráulicos a que se someterá el pozo (arenamiento, precipitación de asfaltenos, precipitación de parafinas, irrupción prematura de agua y/o gas, etc.).
- Predicción de los potenciales cambios de requerimientos funcionales a los que se someterá el pozo (re-entradas, levantamiento artificial, estimulación, etc.).
- Predicción de la rutina de mantenimiento preventivo (número de intervenciones en el ciclo de vida del pozo).

6. Análisis de Mantenimiento

Consiste en predecir, en lo posible, las operaciones o actividades que en el futuro deberán hacerse al pozo con el propósito de realizar el mantenimiento mecánico respectivo. Este tipo de análisis se obtiene a partir de estadísticas del campo y del comportamiento de los pozos perforados en éste. Comprende la estimación de la frecuencia con que se realizará dicho mantenimiento y su correspondiente estimado de costos.

7. Análisis de Construcción

Describe el plan de ejecución del proyecto de perforación y comprende una revisión detallada de los requerimientos funcionales, el flujo grama por actividad de las operaciones, la programación detallada por actividad (mudanza, perforación de la sección superficial, sección intermedia, sección de producción, completación y entrega del nuevo activo), requerimientos de equipos y materiales, plan logístico,

competencias requeridas y sus roles, estrategia de contratación y selección de empresas, plan de Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA).

8. Estimación de Costos

Debido a que esta fase del VCD se encuentra cercana a la ejecución del proyecto, las cifras aquí especificadas deben ser lo más precisas posibles, debido a que previamente ya se han realizado algunos estimados de costos y ya se ha establecido la estrategia de contratación con las empresas de servicio participarán en el proyecto. En este estimado de costo debe especificarse la inversión a realizar por concepto de:

- Labor (propia, contratada, asesoría...).
- Revestidores y accesorios.
- Cabezal del pozo.
- Equipos de completación.
- Tubería de producción.
- Combustibles y lubricantes.
- Transporte (propio, alquilado...).
- Localización, vía de acceso.
- Fluidos de perforación.
- Cementación.
- Mechas de Perforación.
- Equipos de control direccional.
- Registros eléctricos.
- Alquiler equipos perforación / completación / RARC.
- Tratamiento de efluentes (líquidos y sólidos).
- Alquiler de equipos de control de sólidos, equipos de pesca...
- Contrato de taladro o cabria.
- Cañoneo.
- Empaque con grava.
- Otros servicios contratados.

9. Análisis de Rentabilidad

- Establecer estructura de costos del proyecto.
- Plan de desembolsos.
- Análisis de riesgo y árboles de decisión.
- Diagramas de Araña y Tornado.

10. Ejecución

Puesta en marcha de la perforación del pozo en base a la planificación elaborada, cumpliendo con los objetivos de calidad, costo y tiempo establecidos al inicio del proyecto y a lo largo de la definición del mismo.

11. Análisis Postmortem

Finalizada la ejecución del proyecto, debe realizarse el análisis postmortem del pozo, en el que se documenta:

- Información inherente a la perforación del pozo (tasas de penetración, tiempos de viaje, cementación...).
- Las mejores prácticas.
- Las lecciones aprendidas.
- Distribución de tiempos productivos e improductivos.

Métricas

Las métricas fueron creadas por la IPA y constituyen una herramienta de medida dentro del VCD, ya que por medio de ella es posible establecer el grado de definición y complejidad tanto de un yacimiento como de un pozo. El parámetro complejidad se divide en Índice de Complejidad Estática del Yacimiento (ICEY), Índice de Complejidad Dinámica del Yacimiento (ICODY) e Índice de Complejidad del Pozo (ICODP); por otro lado la definición se divide en Índice de Calidad de Definición del Yacimiento (ICADY) y de Pozo (ICADP).

“La métrica de yacimiento fue originalmente creada por la IPA y constituyen una herramienta de medida dentro del VCD, ya que por medio de ella es posible establecer el grado de definición y complejidad de un yacimiento, lo que ayuda a determinar la factibilidad de realización de un proyecto de perforación o establecer, cualitativamente, cuan riesgosa puede ser la inversión en función de la información disponible de un área y de la complejidad operacional de la misma.

La importancia futura del llenado de la métrica es que a medida que se planifiquen nuevos pozos en un campo, se va creando un registro en el que se podrán delimitar las zonas de mayor o menor complejidad y las de mayor o menor definición dentro de un mismo campo.

La elaboración de la métrica de yacimiento debe estar a cargo de un equipo multidisciplinario en el que intervienen: Estudios Integrados de Yacimientos, Perforación (con los ingenieros VCD), geólogos, geofísicos, entre otros quienes en conjunto establecen el grado de definición, la complejidad estática y dinámica del yacimiento que se requiera estudiar.

Índice de Calidad de Definición del Yacimiento (ICADY): permite establecer cuan estudiado o cuanto se conoce de un campo. El grado de definición de un yacimiento se mide entre uno y cuatro, donde uno (definitiva) implica que los datos, las tareas o las restricciones al inicio del proyecto se encuentran definidas, mientras que cuatro (selección) implica que cualquiera de ellas presentan debilidades que deben solventarse.

Índice de Complejidad Estática del Yacimiento (ICEY): Esta se clasifica en un rango del uno al cinco, en la que uno indica baja complejidad y cinco alta complejidad.

Índice de Complejidad Dinámica del Yacimiento (ICODY): Este depende de la complejidad estática del yacimiento y queda definido cuando se establece el

efecto que tienen, sobre cada uno de los factores anteriores, los diferentes mecanismos de recuperación (inyección de agua, inyección de gas o agotamiento natural) y los componentes del esquema de desarrollo del yacimiento (tipo de pozo, completación del pozo, restricciones de las facilidades). Se mide en una escala comprendida entre ocho y cuarenta, donde ocho implica la más baja complejidad y cuarenta la más elevada.

La métrica de pozo, al igual que la métrica de yacimiento, es una herramienta de medida dentro del VCD, que permite establecer el grado de definición y complejidad relacionado con la perforación de un pozo.

Se realiza, al final de la ingeniería conceptual/ básica del proyecto y al final de la ingeniería de detalle del mismo (Fig. 10). De forma que una vez que se cumple una etapa del VCD se evalúe la factibilidad de realización del pozo o se planteen nuevas soluciones de diseño de menor complejidad y costo.

La elaboración de la métrica de pozo se encuentra a cargo de un equipo multidisciplinario en el que intervienen: Estudios Integrados de Yacimientos, Perforación (con los ingenieros VCD), geólogos, geofísicos..., quienes en conjunto establecen el grado de definición y la complejidad de la perforación de un pozo bajo los requerimientos solicitados a la Gerencia de Perforación.

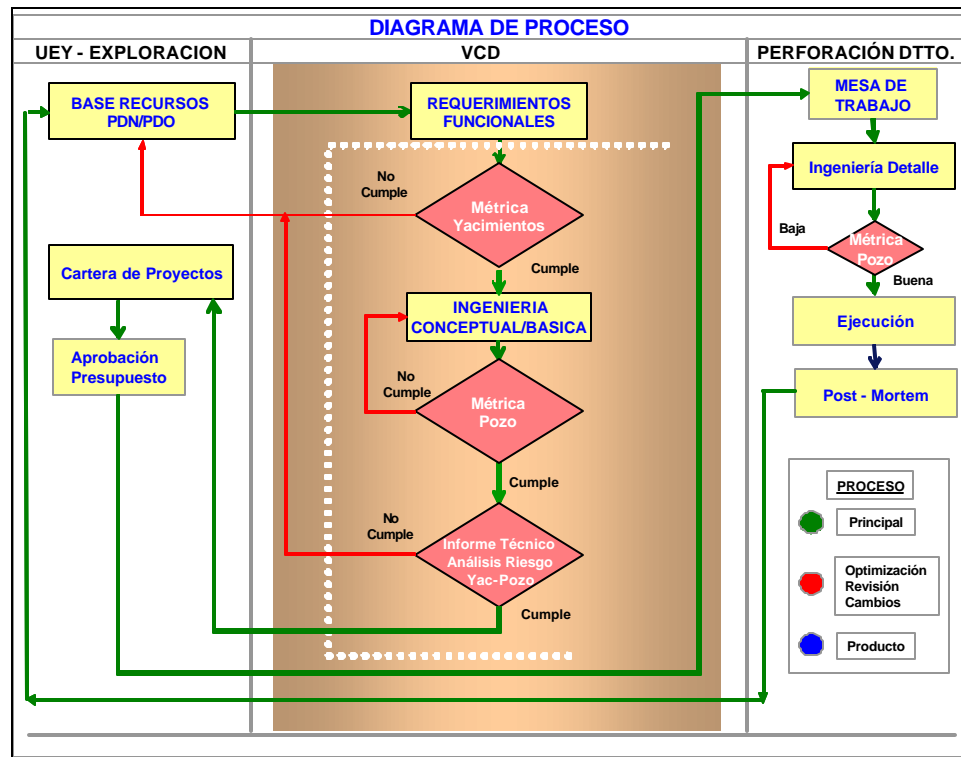


Fig. 10.- Diagrama de flujo que describe la secuencia que debe cumplirse durante la planificación de un pozo.

Índice de Calidad de Definición de Pozo (ICADP): permite establecer la cantidad y calidad de la información con la se cuenta para realizar la ingeniería de detalle o iniciar la ejecución del proyecto. Este índice se miden en una escala comprendida entre uno y cuatro, donde uno (definitiva) implica que las tareas en el momento de realizarse la métrica de pozo se encuentran definidas, mientras que cuatro (selección) implica que cualquiera de ellas presentan debilidades que deben solventarse a medida que se avance en el proyecto.

Índice de Complejidad de Pozo (ICODP): está conformado por la evaluación de treinta factores de complejidad, medidos en una escala comprendida entre cero y cuatrocientos o su equivalente entre cero a seis.

Tipos de estimados de costos

Durante cada etapa del VCD se realiza un estimado de costos que se diferencia uno de otro en el grado de incertidumbre, lo cual está relacionado con el nivel de desarrollo que presente el proyecto, tal como se muestra en la Fig. 11.

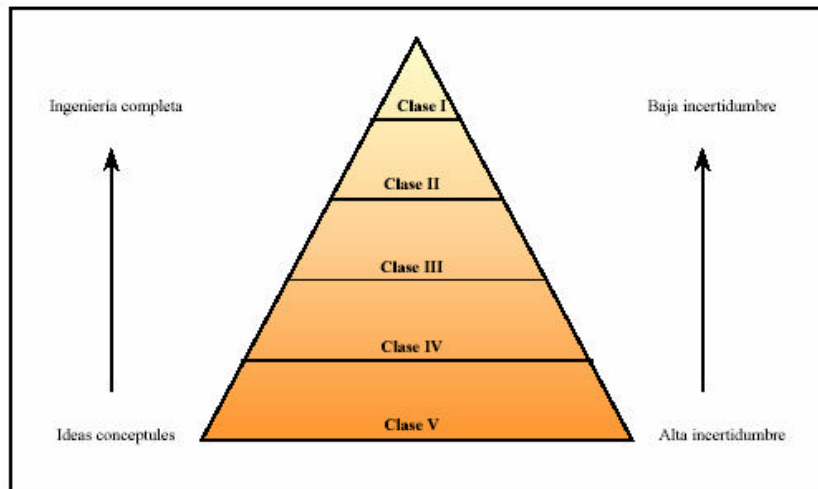


Fig. 11.- Tipos de estimados de costos y su relación con el grado de desarrollo del proyecto

1. Estimado de costo Clase V

Se basa en una definición global del proyecto y se realiza según los datos históricos de costo provenientes de proyectos similares, por tanto, su confiabilidad depende de la calidad de los mismos y de la pericia con sean ajustados.

Con este estimado se pueden realizar estudios de factibilidad económica con el propósito de verificar la rentabilidad del proyecto en una etapa temprana del mismo, solicitar fondos para el desarrollo de la ingeniería conceptual e inicial la planificación a mediano plazo.

2. Estimado de costos Clase IV

Se realiza al final de la ingeniería conceptual, basándose en información más precisa del proyecto, tal como tipo y tamaño de los equipos que posiblemente se utilizarán durante la ejecución del mismo.

El estimado de costo clase IV, permite decidir entre varias alternativas de diseño y solicitar los recursos financieros para la realización de la ingeniería básica, una vez que la ingeniería conceptual sea aprobada. Presenta una confiabilidad del 30% aproximadamente.

3. Estimado de costos Clase III

Es un estimado presupuestario, que se realiza al terminar la ingeniería básica del proyecto que se está realizando, permitiendo obtener los fondos para la ejecución de la ingeniería de detalle y solicitar las órdenes de compra de los equipos o herramientas de largo tiempo de entrega.

4. Estimado de costos Clase II

Se obtiene al culminar la ingeniería de detalle o cuando la misma se ha desarrollado entre un 30 y 40%, de manera que se conocen todas las especificaciones de diseño. Sus resultados deben ser lo más parecido a lo que ocurra en la realidad, debido a que su confiabilidad es de más o menos 80%, y su utilidad se enumera a continuación:

- Solicitar la aprobación de los fondos para la procura de materiales, construcción y arranque del proyecto.
- Controlar los costos y avances del proyecto.
- Establecer el flujo de caja y evaluar la tasa de retorno de la inversión.

5. Estimado de costos Clase I

Es un estimado de control, que se realiza una vez que se da inicio a la ejecución o implantación del proyecto. Incluye el diseño detallado, la procura, la construcción y la entrega de las instalaciones al operador o dueño final del proyecto.

En la Fig. 12 se observa claramente la importancia que tienen las primeras fases de un proyecto. La curva continua representa la capacidad del grupo gerencial en hacer cambios durante la planificación del mismo y la curva de trazos representa el costo de la decisión en alguna de las etapas del proyecto, por cambios

realizados. Se puede deducir que a medida que el proyecto se va desarrollando y los líderes de disciplina completan su trabajo técnico, la capacidad del grupo gerencial en hacer cambios disminuye drásticamente y los costos asociados a la decisión aumentan exponencialmente.

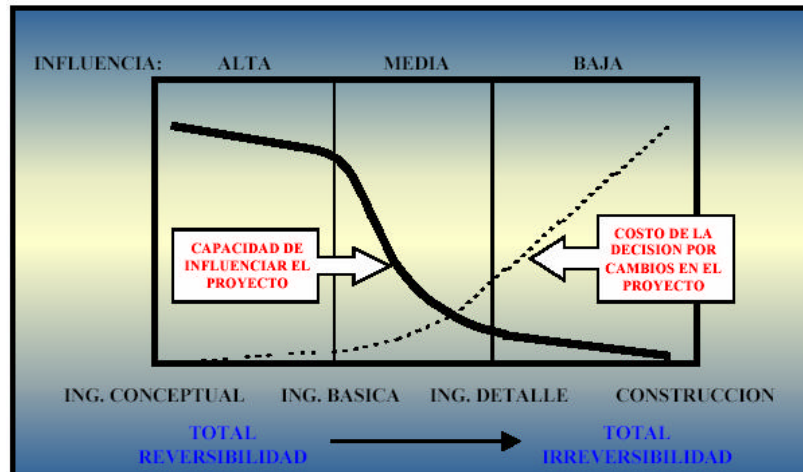


Fig. 12.- Gráfica de influencia para resaltar la importancia de las fases iniciales de un proyecto.

Lo que en definitiva trata de transmitir la gráfica es que las fases iniciales del proyecto, en las que se incluye la ingeniería conceptual y básica, son fundamentales, ya que dan al grupo de gerencia la flexibilidad de hacer todos los cambios y estudios necesarios para satisfacer los requerimientos establecidos en el objetivo, generando todas las actividades que permitan definir con precisión el alcance total del proyecto, a un costo muy bajo.” (20)

Responsabilidades de las mesas de construcción de pozos (6)

El cumplimiento de la metodología VCD, requiere de la interacción y trabajo de un equipo multidisciplinario que se comprometa a trabajar en una mesa de trabajo con el propósito de aportar ideas, que aseguren el éxito de un determinado proyecto de perforación y/o rehabilitación de pozos.

Cada una de estas mesas de trabajo deben estar conformadas por: el líder del proyecto, geólogos e ingenieros de: planificación, diseño, fluidos de perforación,

cementación, trayectoria, completación, operaciones, yacimientos y producción, los cuales deben cumplir con las siguientes responsabilidades o tareas:

- Líder del proyecto:
 - Integrar el equipo de trabajo.
 - Obtener y comunicar el orden cronológico de los pozos.
 - Coordinar la elaboración de los estimados de tiempo y costo.
 - Coordinar el plan, diseño y construcción de los pozos.
 - Realizar control y seguimiento diario a las operaciones de construcción del pozo.
 - Hacer los ajustes requeridos en el tiempo, costo y planificación de los pozos.
 - Hacer cumplir las normas y procedimientos relacionados con seguridad y ambiente asociados a los pozos.
 - Coordinar la elaboración de informes de progreso e informe final de los pozos.

- Ingeniero de planificación:
 - Hacer seguimiento a la programación de construcción de pozos y realizar ajustes al cronograma semanal de taladro.
 - 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 For Windows” (DFW).
 - Consolidar el programa de desarrollo profesional, cursos, talleres y eventos.

- Ingeniero de diseño:
 - Asegurar la calidad del diseño del programa de construcción de los pozos.
 - 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 tiempos y costos del pozo, así como el análisis de rentabilidad correspondiente.
 - 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.
 - Apoyar las operaciones de campo en el análisis y solución de problemas.

- Ingeniero de operaciones:
 - 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 DFW.
 - Apoyar las operaciones de campo en el análisis y soluciones de problemas críticos.

- 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.

- 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.
 - 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 registrada en el DFW.

- Geología:
 - Presentar las zonas críticas de la perforación del pozo.
 - Determinar e informar durante la construcción del pozo, los cambios litológicos, fallas, horizontes presurizados, topes formacionales, etc. a través del muestreo de ripios, correlaciones y secciones estructurales.

- Proponer asentamiento de revestidores en función de los sedimentos que se atravesasen en ese momento.
 - Informar sobre el objetivo y los alcances del programa de registros y núcleos a tomar en hoyo abierto.
 - 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”.
- 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.
 - 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.
 - 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.
 - Asegurar la calidad de la información almacenada a través del DFW.
-
- Ingeniero de producción:
 - Presentar y discutir con la mesa de trabajo, el análisis nodal: diámetro y longitud de la tubería de producción, presión de separación, diámetro del reductor, tipos de fluidos, efectos del daño por penetración parcial y turbulencia.
 - Participar en la determinación y en el análisis de las pruebas de producción para determinar los efectos de la completación y definir acciones de mejoras como son: fracturamiento, recañoneo, etc.
 - Presentar el efecto del sistema de producción por cambios de reductores, líneas de flujo, presiones de separación, etc. para definir el plan inicial de explotación del pozo.
 - Evaluar y presentar opciones presentes y futuras de las necesidades de levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico y electrosumergible.

 - Ingeniero experto en control direccional:
 - 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.

APLICACIONES

1. DIMS

La manera habitual de almacenar toda la información perteneciente a un pozo, dentro de la mayoría de las organizaciones de perforación, es en carpetas (“Carpetas de Pozos”) que se guardan en una gaveta de un archivador. En estas se encuentran los reportes diarios de perforación, los reportes geológicos, los reportes de pruebas de formación (DST), sumarios de revestidores y cementación, trabajos de acondicionamiento y datos de gran importancia referentes a las etapas de perforación y producción del pozo.

Haciendo eco de las necesidades de las empresas de perforación la empresa Landmark Graphics, que es una rama de la compañía de servicios Halliburton, creó el “DIMS For Windows” (DFW) con la finalidad de sustituir las Carpetas de Pozo por archivos electrónicos almacenados en la computadora. PDVSA por su parte adoptó el “Drilling Information Management System” (DIMS) como la herramienta ideal para almacenar los datos de perforación y completación de sus pozos, así como la generadora automática de las Carpetas de Pozos, es decir, con DIMS el supervisor de taladro no tiene que generar los sin fin de reportes, que están involucrados en la perforación de un pozo, de manera manual, sino que el mismo programa lo hace de una manera automática. Con el DIMS se puede consultar la historia de un pozo sin necesidad de solicitar la Carpeta de Pozo, ya que esta información esta almacenada en una base de datos que puede ser consultada desde cualquier computador de la compañía, con el debido permiso.

En si, el DIMS es un “sistema integrado de entrada de datos, recuperación y de comunicación que usa el computador para capturar y almacenar la información de la perforación de pozos petroleros, completación y otros trabajos asociados al pozo. Una vez capturada, esa misma información está disponible al instante para cualquier persona con acceso a la misma base de datos. También puede enviarse

información capturada desde el taladro a la oficina y viceversa. Adicionalmente, pueden imprimirse todo los reportes estándar y personalizados automáticamente, ya sea de las operaciones diarias del pozo, reportes sumariales o de trabajos especiales que sean requeridos". (11)

2. DATA ANALYZER

Data Analyzer es una herramienta del DFW que permite extraer información operacional registrada en el sistema. Los resultados de dichas consultas se extraen en forma tabular y pueden ser exportados fácilmente a cualquier tipo de otras aplicaciones como MS Excel. En otras palabras, Data Analyzer es una herramienta poderosa para realizar filtros con altos grados de complejidad y posee una estrecha relación con la base de datos DIMS.

3. PREDICT

El Predict es un programa utilizado en el estudio previo a la perforación de un pozo, el cual tiene la finalidad de predecir la presión de poro y el gradiente de fractura de la formación, que son necesarias para determinar mediante el uso de otros programas de computadoras la profundidad de asentamiento y diseño de los revestidores.

Para obtener los valores de presión de poro y gradiente de fractura el Predict utiliza dos métodos que están basados en las correlaciones de Eaton. El primero de estos utiliza los valores obtenidos de las corridas, de los registros Gamma Ray (GR), Sónico (DT) o Resistividad (IEL), Registro de Densidad (RHOB) y Caliper de los pozos vecinos a la localización a desarrollar. El último de estos registros no es necesario pero es recomendable debido que con el mismo se determinan las secciones donde ocurrieron derrumbes, dichas secciones deben descartarse en el registro RHOB para efecto del análisis. A continuación se muestran las ecuaciones utilizadas por este método para calcular la presión de poro

$$P_o = 0,052 \cdot D \cdot \left[\text{OBG} - (\text{OBG} - \text{POG}_n) \cdot \left(\frac{\Delta t \text{ sh}_{\text{normal}}}{\Delta t \text{ sh}_{\text{observado}}} \right)^{3.0} \right] \quad \text{Ec. 09}$$

$$P_o = 0,052 \cdot D \cdot \left[\text{OBG} - (\text{OBG} - \text{POG}_n) \cdot \left(\frac{R \text{ sh}_{\text{normal}}}{R \text{ sh}_{\text{observado}}} \right)^{1.2} \right] \quad \text{Ec. 10}$$

Donde: OBG Gradiente de sobrecarga (lpc/pie)
 POG_n Gradiente normal de presión de la formación (lpc/pie)
 Δt sh Tiempo de tránsito en lutitas (μs/ft)
 Rsh Resistividad en lutitas (ohm)

En cuanto al gradiente de fractura, éste supone que la deformación de la roca es elástica, y está representada por la relación de Poisson (μ) en la siguiente expresión:

$$F = \left(\frac{m}{1-m} \right) \cdot S + P_o \quad \text{Ec. 11}$$

Con la información obtenida de estos registros se realiza un registro compuesto, el cual consiste en unir los registros de todos los pozos y correlacionarlo con las profundidades del pozo a perforar.

La otra manera en que el Predict determina la presión de poro y gradiente de fractura es empleando las velocidades interválicas calculadas a partir de las líneas sísmicas 3D, procesadas y validadas por el grupo de Geofísica del PGP Tácata. La presión de poro mediante este método también se estimó mediante Eaton, con la relación siguiente:

$$P_o = 0,052 \cdot D \cdot \left[\text{OBG} - (\text{OBG} - \text{POG}_n) \cdot \left(\frac{V_{\text{normal}}}{V_{\text{observado}}} \right)^{3.0} \right] \quad \text{Ec. 12}$$

Donde: V velocidades interválicas (pie/seg.)

El gradiente de fractura se estimó mediante el método de Eaton descrito anteriormente.

El resultado obtenido son valores de presiones y de gradiente para ciertas profundidades con lo cual se pueden hacer las gráficas respectivas, como se ve en la Fig. 13. Estos valores son salvados en formato *.xls, *.txt y/o *.las de MS Excel y los cuales pueden ser leídos por el programa CasingSeat con la finalidad, como se mencionó anteriormente, de determinar los puntos de asentamiento de los revestidores.

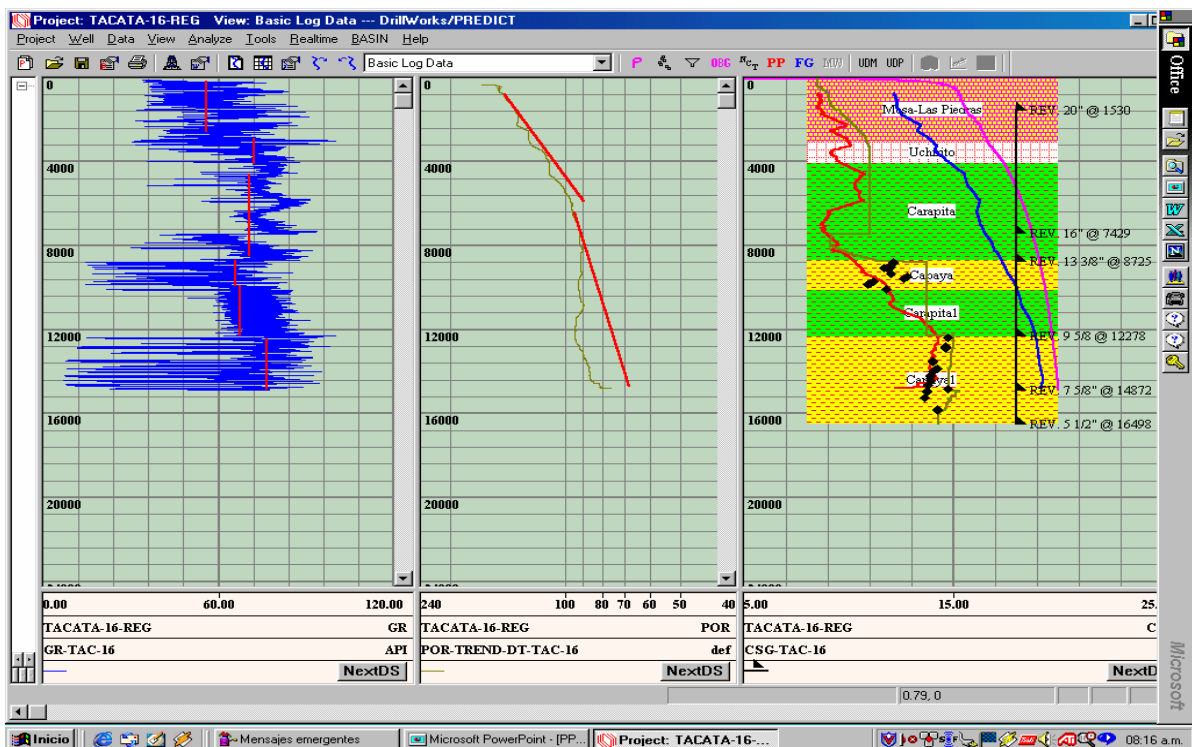


Fig. 13.- Ejemplo de curvas del Predict.

4. CASINGSEAT

CasingSeat es un programa de Landmark Graphics que se usa para el diseño preliminar del pozo. Es en esta etapa donde se puede economizar una gran cantidad de dinero, ya que cualquier modificación realizada al diseño en esta fase,

sólo involucra cambios en el “papel”, debido a que todavía no se ha iniciado la perforación, ni se ha realizado la solicitud de revestidores y demás equipos.

Esta etapa del diseño incluye la recolección e interpretación de datos como perfiles de presión de poro y fractura, determinación de puntos de asentamiento y diámetros de hoyos/revestidores, diseño del peso del fluido de perforación y diseño direccional.

La información que el programa requiere para el diseño preliminar del pozo se puede dividir en cinco partes:

1. Propiedades de la formación: Se incluye presión de poro y gradiente de fractura, falla del hoyo, perfil de temperatura, permeabilidad, porosidad, ROP, zonas de pérdida de circulación, arenas con presencia de agua dulce, etc.
2. Información direccional: Se suministran las coordenadas de superficie, objetivo geológico e información de interferencia con el pozo.
3. Diámetro mínimo requerido: Incluye diámetros de las herramientas de registros, tamaño de los tubulares, tamaño mínimo requerido para lograr los objetivos de la perforación, etc.
4. Información de producción: Densidad del fluido de empacadura, composición del fluido a producir, entre otros.
5. Otros: Inventario disponible por la compañía, regulaciones, limitaciones del taladro.

Se entiende que la calidad de la data recolectada será de suma importancia para la escogencia más óptima del diámetro del revestidor, la profundidad de su asentamiento y siempre que el objetivo del diseño se cumpla.

5. STRESSCHECK

StressCheck es un software de Landmark Graphics creado pensando en el diseño y análisis de la sarta de revestidores. Su desarrollo se realizó en conjunto con las principales compañías de exploración y producción de petróleo y gas, como un componente fundamental en la ingeniería de las futuras planificaciones de los pozos. Lo principal de esta aplicación es que permitir seleccionar el peso y grado del revestidor y el tipo de conexión.

Esta herramienta es capaz de generar gran ahorro tanto en tiempo como en dinero, ya que diseños complicados y sofisticados los hace de una manera rápida y sencilla. StressCheck trabaja con una variedad de formulaciones automatizadas para determinar el estallido, colapso y cargas axiales, así como para optimizar el número y longitud de las secciones de la sarta de revestidores, en algunos casos se puede ahorrar en más de un 40%, en el desarrollo del diseño de los revestidores, en comparación con los métodos tradicionales.

El diseño en StressCheck incluye, a grandes rasgos, las fases de selección del peso y grado de los revestidores y la de las conexiones. Estas selecciones tienen un proceso que consiste en comparar los revestidores con los diseños de carga y aplicando los factores mínimos estipulados por el Manual de Procedimientos de Diseño para Tuberías de Revestimiento y Producción de PDVSA. Todos los diseños son calculados tomando en cuenta el mínimo costo y el inventario de tuberías existente Bariven. Este diseño se puede hacer de manera manual, pero es poco práctico e eficiente.

La aplicación utiliza las siguientes consideraciones:

- Corrida, instalación y carga de servicios, para un diseño más extenso del diseño axial.
- Influjos de gas.
- El perfil de la presión externa dada por una pobre y buena cementación.

- Zonas permeables.
- Declinación de la calidad de la densidad del fluido de perforación.
- Circulación por el anular.
- Pruebas de presión.
- Deterioro admisible.
- Límite de tensión.
- Automatización del costo mínimo API o diseño triaxial.
- Perfil de densidad de gas dependiente de temperatura y presión.
- Perfil de temperatura más crítico o definido por el usuario.

6. WELLPLAN

WellPlan es una herramienta de la suite de Landmark Graphics, utilizada para la planificación y monitoreo de operaciones de perforación.

WellPlan fue creado con la finalidad de ayudar al ingeniero de diseño a resolver problemas durante la etapa de diseño y operación de la perforación y completación de un pozo. Entre los módulos más importantes de la herramienta están el de análisis del torque y arrastre que se usan para predecir y analizar el torque y las fuerzas generadas por la sarta de perforación, la sarta de revestidores, o “liner” mientras se corren hoyo adentro y hoyo afuera, repasos y/o rotando en el hoyo. Además de estos parámetros operacionales también se puede estudiar el efecto de las propiedades del fluido de perforación, la desviación del hoyo, el peso sobre la mecha, entre otros. Otro módulo importante es el de análisis hidráulico, el cual es usado para simular la pérdida de presión en el sistema de circulación del taladro, garantizar la limpieza del hoyo y optimizar los viajes de tubería considerando los efectos de suabeo y surgencia.

7. OFM ⁽²⁸⁾

Oil Field Manager (OFM) es una aplicación que desarrolla un método para visualizar, relacionar y analizar datos de producción y yacimiento de una manera eficiente. OFM permite todas las capacidades esperadas de un visualizador de datos de primera línea, además, como un sistema para automatizar las herramientas, compartir datos y relacionar la información necesaria. Entre los usos que se le pueden dar a OFM están:

- Análisis de pozos y campos.
- Programas y operaciones de optimización del campo.
- Administración de reservas.
- Planes de desarrollo.
- Programas de mantenimiento.
- Administración de flujo de caja.
- Balance de Materiales.
- Redistribución de la producción (“Back Allocation”).

Con OFM se pueden identificar tendencias, anomalías y pronosticar producción, con una amplia gama de tipos de datos que dependen del tiempo (mensual, diaria y esporádica), de la profundidad (registros de pozos y diagramas de completación), datos estáticos (coordenadas, datos únicos para los pozos, datos de producción, geológicos, etc.) y datos financieros que incluyen ganancias y costos de las operaciones.

Toda esa información OFM la trabaja mediante un grupo de tablas que contienen los datos correspondientes. Además, permite crear variables calculadas, las cuales son el resultado de operaciones sobre los datos de entrada o sobre otras variables calculadas, creadas previamente.

Las tablas más importantes que posee la aplicación OFM son:

- La tabla maestra tipo estático, contiene toda la información básica de los pozos incluyendo sus coordenadas.
- La tabla de “Sort” de tipo estático, contiene toda la información que permitirá seleccionar y agrupar información por diferentes categorías.
- La tabla de producción de tipo mensual, con la información de producción mensual de los pozos.

La importancia de utilizar esta tecnología o forma de crear proyectos es que los datos son extraídos de fuentes diversas, lo que ayuda a manejar la calidad del dato almacenado en él y por otra parte incrementa el acervo tecnológico del cliente.

La idea de los proyectos en OFM es que sean actualizados mensualmente con el objeto de incluir nuevos datos de producción cargados, en la base de datos que suple de información a OFM, durante los cierres mensuales, y en aquellos lugares en que sea necesario, puede ser semanal.

Entre los diferentes módulos que posee la herramienta de OFM se encuentran los siguientes:

Reportes: este formato es utilizado para ver y comparar de manera escrita los valores de las variables seleccionadas. Se pueden incluir en un reporte variables calculadas, variables que provengan de una tabla, variables obtenidas de una gráfica, así como pueden aparecer también operaciones entre variables.

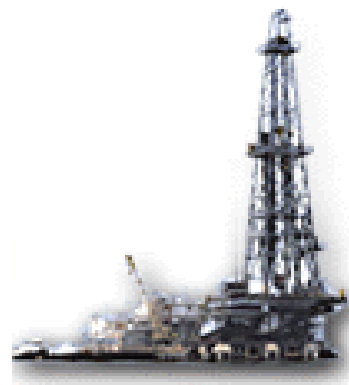
Mapa de burbuja (“bubble map”): es un formato visual que se usa para estudios al nivel de los pozos con el cual se puede analizar una variable o varias variables a la vez, las cuales pueden ser de cualquier tipo. Una característica de este módulo es que hace los estudios sobre el mapa de la zona del proyecto, también sirve

para ver la evolución de las variables en el tiempo mediante una animación o puntualmente.

Mapa de mallado (“grid map”): la esencia de este formato visual es para realizar estudios a nivel del yacimiento con respecto a una variable. Al igual que el mapa de burbuja este formato trabaja sobre el mapa de la zona del proyecto y además nos permite monitorear los yacimientos en función del tiempo, mediante una animación o puntualmente.

Gráfica (“plot”): es un formato para visualizar el comportamiento de una variable con otras variables mediante trazos de líneas o puntos, de manera individual para cada pozo. Se puede utilizar una variable para el eje X y hasta seis para el eje Y, además se pueden hacer varias gráficas a la vez.

“Scatter plot”: es una gráfica la cual es empleada para comparar una variable en el eje X con respecto a otra en el eje Y. Es utilizado para relacionar de manera puntual el comportamiento de una variable con respecto a otra, visualizando todos los pozos a la misma vez.



CAPÍTULO III

de dichos corrimientos es aproximadamente entre 1300 a 3200 pies, respectivamente.

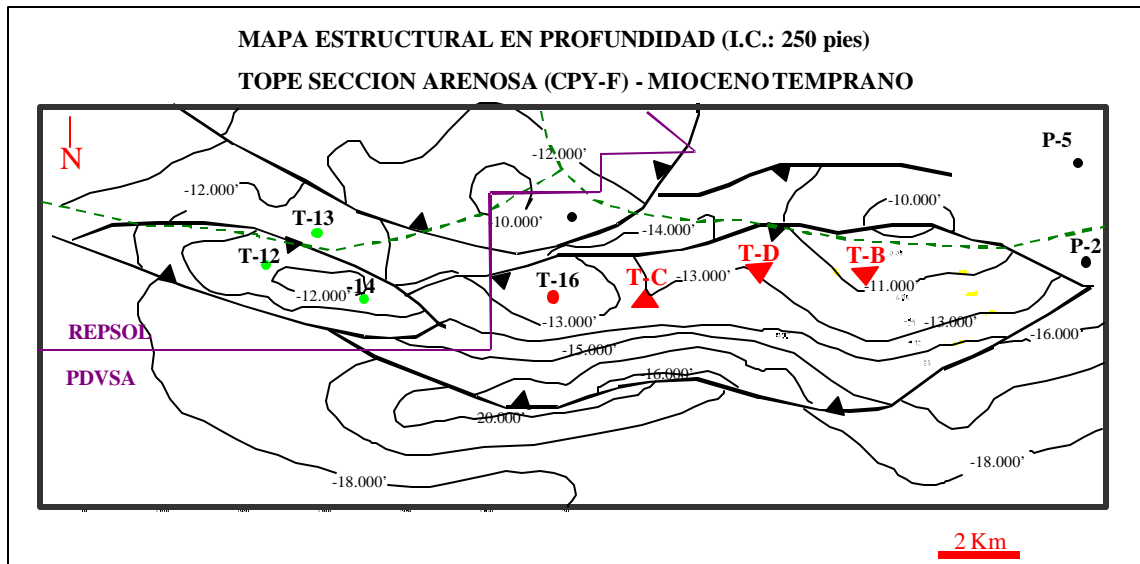


Fig. 15.- Mapa Estructural en profundidad correspondiente al tope de la Formación Capaya (Arena F).

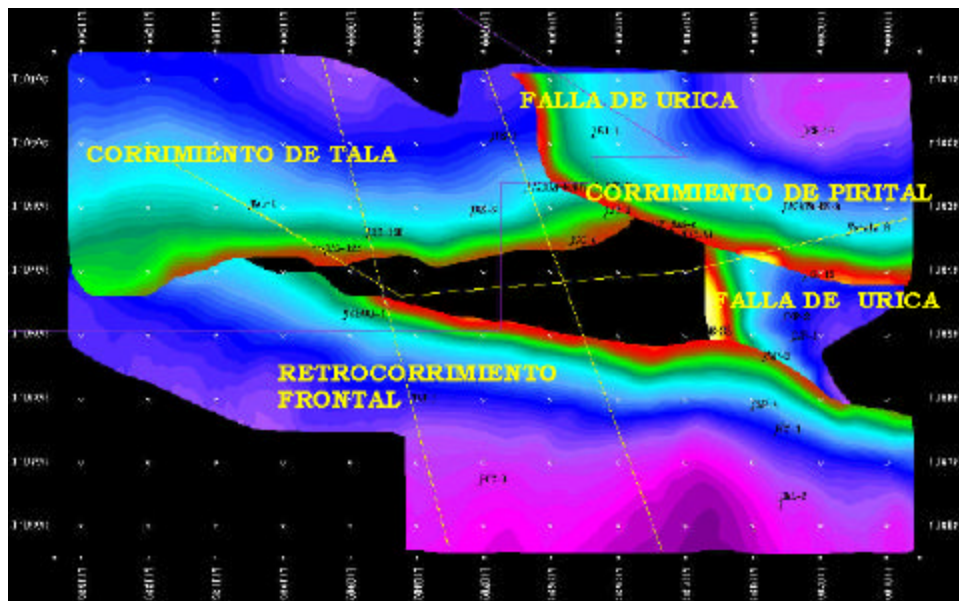


Fig. 16.- Modelo Geológico – Estructural mostrando la zona triangular con los corrimientos de Tala y Pirital.

El área se considera tectónicamente compleja, debido a su ubicación en la zona triangular de los corrimientos mayores de Tala y Pirital en el bloque Quiamare-La Ceiba, tal como se observa en las líneas sísmicas de la Fig. 17 y 18. El entrapamiento es tanto estructural como estratigráfico.

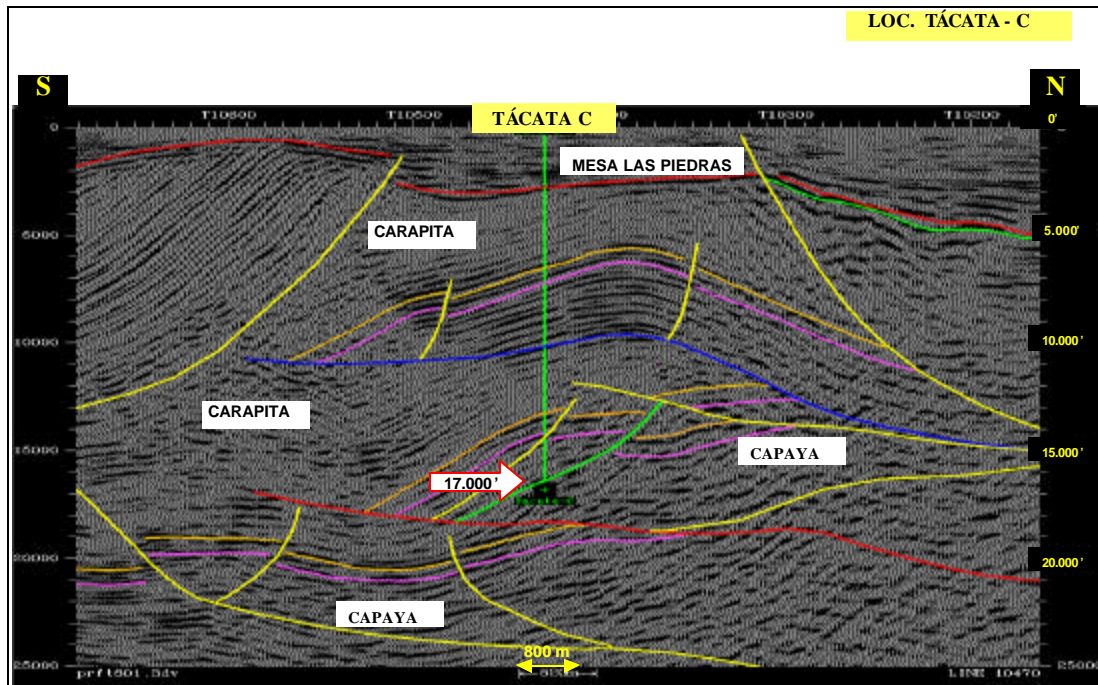


Fig. 17.- Sección sísmica en dirección N-S, mostrando la localización Tácata-C

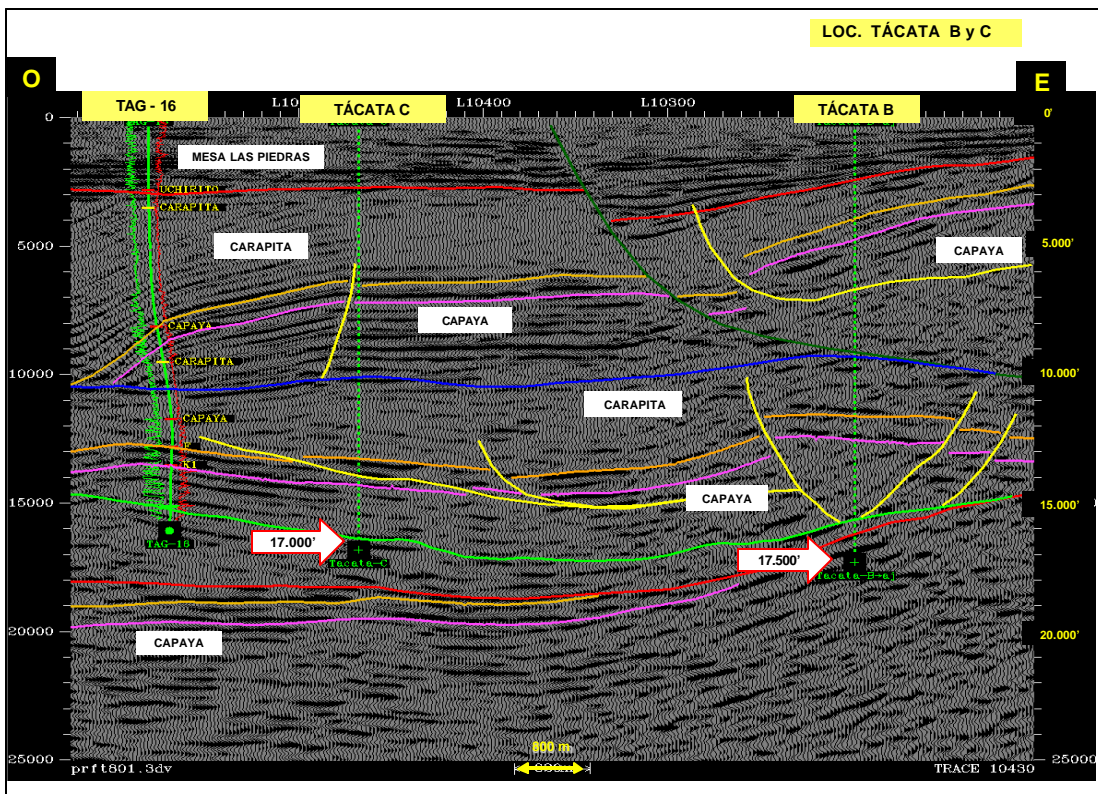


Fig. 18.- Sección sísmica en dirección E-O, mostrando las localizaciones Tácata B y Tácata C (Objetivo de este informe)

Los resultados de interpretaciones recientes soportan un modelo estructural tipo duplex, caracterizado por repeticiones de la sección estratigráfica objetivo de la delineación. Esto representa la posible existencia de múltiples yacimientos en un mismo pozo, siempre y cuando las condiciones de entrapamiento sean favorables. Éste es uno de los principales aspectos a resolver con la perforación de la localización propuesta.

Estructuralmente, la localización está ubicada en la parte central de un alto, a nivel de la formación Capaya (Mioceno Inferior) a la profundidad de 14800' (- 13800').

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA

La estratigrafía del área de Tácata se caracteriza por la evolución de dos ciclos sedimentarios de edad cretácica y terciaria separados por la discordancia pre-oligocena.

La secuencia cretácica, constituida por lutitas, areniscas, ftanitas y calizas fosilíferas, está representada por el Grupo Sucre (Fm. Barranquín, El Cantil y Chimana), Grupo Guayuta (Fm. Querecual y San Antonio) y Fm. San Juan (Fig. 19).

Como resultado de las perforaciones en el área, se tiene mayor control sobre la secuencia terciaria, que incluye las formaciones Naricual/Merecure/Capaya, Carapita y Uchirito. Esta secuencia se depositó en un ciclo mayor transgresivo – regresivo, que va desde el Oligoceno Tardío al Mioceno Tardío, conformando un complejo de depósitos que van de fluvio-deltáicos (Naricual / Merecure / Capaya) a marinos profundo (Carapita), que pasan a depósitos regresivos litorales, deltáicos y continentales (Uchirito / Quiamare) por encima. Discordantemente se encuentra el relleno total de la cuenca representado por areniscas conglomeráticas de las Fm. Mesa-Las Piedras. Es de hacer notar que el Eoceno, no conocido en el área penetrada por el pozo TAG-12E, se depositó más al Norte

y posteriormente fue tectónicamente transportado hacia el Sur, su posición actual, en el Bloque de Tala donde ha sido identificado en el área con la perforación del pozo TAG-13E.

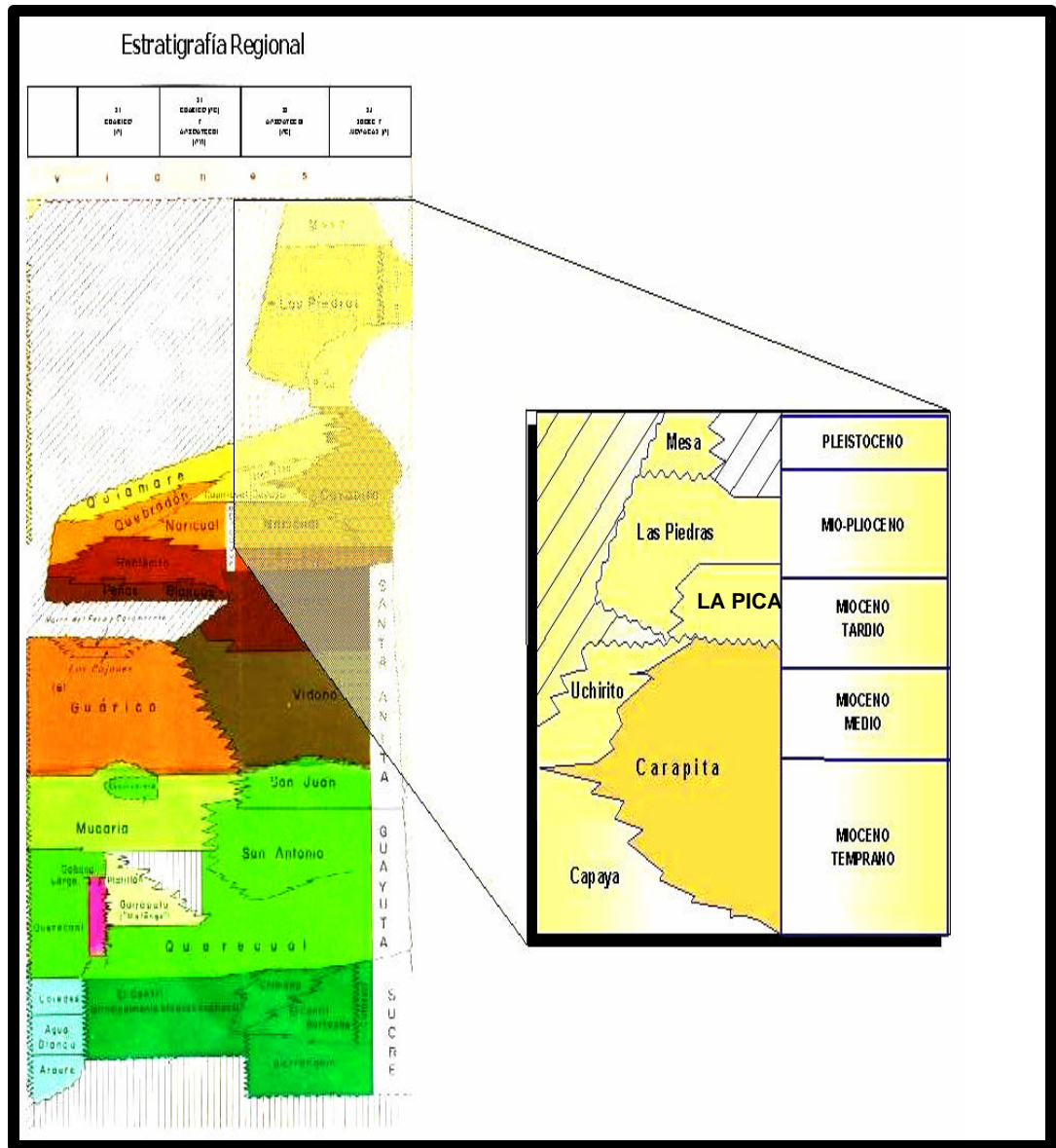


Fig. 19.- Cronoestratigrafía en el área de estudio.

La Fig. 20 muestra la columna estratigráfica propuesta para ser atravesada por el pozo, de edad Mioceno Temprano a Medio, constituida por 13200' de sedimentos de las formaciones Capaya, Carapita y Uchirito.

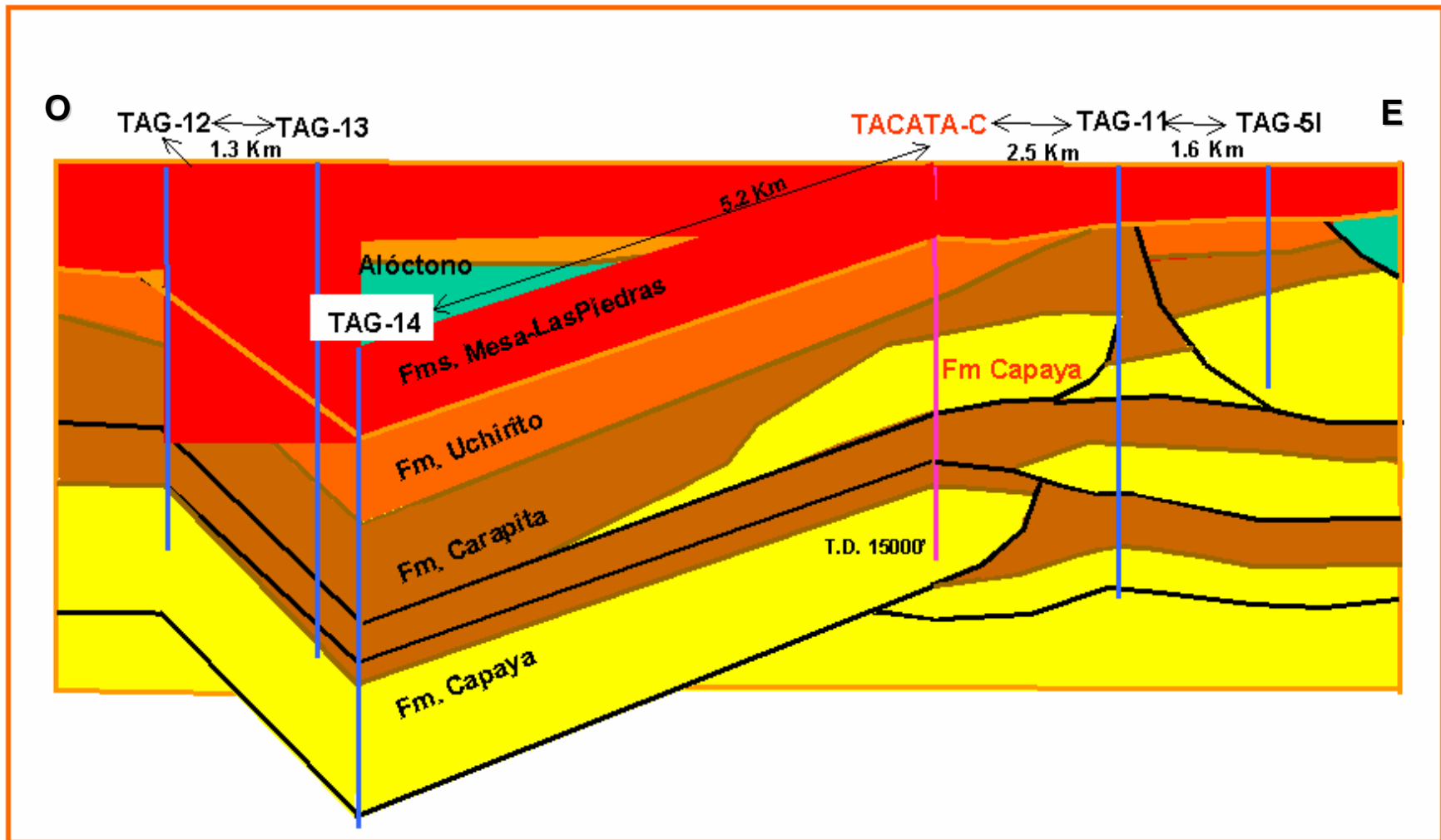


Fig. 20.- Modelo geológico.

MODELO GEOLÓGICO

Generación

El Prospecto Tácata está ubicado en un área donde se probó la existencia comercial de hidrocarburos livianos y medianos.

Basándose en las características composicionales e isotópicas de los crudos analizados en los campos de Pato y TÁCATA y las correlaciones de éstos crudos con rocas de edad Cretácico superior-Terciario, se consideraron como potenciales rocas madre en este proyecto la sección lutítica superior de la Fm. San Antonio (Santoniense-Campaniense) y las lutitas basales de la Fm. Oficina (Mioceno Temprano)

Debido a la escasez de datos geoquímicos para la roca madre Terciaria en el área del proyecto, se seleccionaron tres pozos para análisis de Cantidad Orgánica Total (COT) y Petrografía Orgánica: Pag-6E, TAG-12E y TAC-1E. La COT original estimada varía entre 3.5 y 4.5%. La madurez actual de la roca madre Terciaria es equivalente a pico de generación de la ventana de petróleo e inicio de generación de la ventana de gas, respectivamente.

En vista de que ningún pozo perforado en el área del proyecto ha penetrado la secuencia de sedimentos cretácicos, las propiedades geoquímicas de las lutitas de la Fm. San Antonio (Santoniense-Campaniense) se tomaron de estudios regionales realizados recientemente en la Cuenca Oriental de Venezuela. La COT original estimada varía de 4 a 6% en el área del proyecto. El modelado BasinMod-1D indica que actualmente esta roca madre se encuentra en ventana de gas, con valores de Reflectancia de Vitrinita entre 1.3 y 2.3%.

De acuerdo con esto, dos períodos de generación han sido reconocidos. El primero entre 66 y 24 millones de años, asociado al soterramiento durante el margen pasivo, cuyo petróleo poco maduro migró hacia el Sur. El segundo entre 8

y 12 millones de años, asociado al hundimiento rápido debido a los primeros corrimientos, con un petróleo más maduro, siendo este período el principal responsable de las acumulaciones presentes en el área.

Migración

La cocina se ubica al Norte y por debajo de los cabalgamientos, con vías de migración representadas por las arenas permeables de las Formaciones Oficina y Merecure a lo largo de discordancias y sistemas de fallas. La migración vertical alcanza hasta unos 4000' entre el tope de la roca generadora (Formación Querecual) y la base del objetivo principal (Formación Capaya). El período principal de migración se le asigna una edad entre el Mioceno Medio y Superior.

Acumulación

El objetivo principal son las arenas de la Formación Capaya del Mioceno Inferior que presenta un espesor entre 6000-6600 pies. Estas arenas se han interpretado de ambiente fluvio-deltaico y poseen porosidad primaria entre 11 y 21 % y la gravedad del crudo entre 35⁰ API y 40⁰ API.

Retención

En el área del prospecto el carácter eminentemente lutítico de la Formación Carapita, con un espesor aproximado de 4600', garantiza un excelente sello vertical para la retención de hidrocarburos.

Trampa

El prospecto Tácata está representado por una estructura que cubre un área de 39 Km² aproximadamente, en el área de PDVSA, conformada por dos anticlinales asimétricos, limitados al Sur por un corrimiento de rumbo Este-Oeste y buzamiento Norte y al Norte por un retrocorrimiento de rumbo Este-Oeste y buzamiento Sur (Fig. 15, 16, 17, 18 y 20).

Formaciones

A continuación se profundizará más sobre las formaciones que se espera sean atravesadas por el pozo de la localización Tácata C.

- **Las Piedras:** Esta formación es de edad Mioceno Tardío-Plioceno. Su litología consiste en areniscas micáceas, friables, de grano fino y cobres gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, arcillitas sideríticas, grises, lutitas y lignitos. Posee un conjunto mineralógico con abundante andalucita, biotita, clorita, cloritoide, kyanita y corundum. Su espesor varía según el flanco y va desde 1000 a 4500 pies. Las Piedras fue depositada en un ambiente deltaico a marino somero.
- **Uchirito:** Esta formación es de edad Mioceno Temprano. Su litología consiste en menos de 20% de arenisca masivas, de grano fino a grueso, generalmente calcáreas, con abundantes láminas y capas de conglomerados guijarrosos, el resto de la formación consiste de lutitas blandas, limosas, carbonáceas y microfosilíferas intercaladas con algunas limolitas y areniscas delgadas, duras y de grano fino. Su espesor va desde 1540 a 4500 pies, dependiendo de la zona. Uchirito fue depositada en un ambiente marino somero a moderadamente profundo.
- **Carapita:** Esta formación es de edad Oligoceno-Mioceno. Su litología consiste casi exclusivamente de lutitas de color gris oscuro a negro, macizas, a menudo lustrosas, en general calcáreas y con un alto contenido de foraminíferos; localmente pueden ser piríticas o glauconíticas; las areniscas son escasas. Su espesor original en la mayor parte de la cuenca, oscila entre 14800 y 19700 pies. Carapita fue depositada, en su mayor parte, en un ambiente de extensión de facies marinas profundas a someras y marginales.
- **Capaya:** Esta formación es de edad Mioceno Temprano. Su litología consiste en una alternancia de ritmitas y paquetes de areniscas cuarzosas, micáceas y

glauconíticas de grano fino, de color gris verdoso, tipo sal y pimienta. Su espesor varía según la zona y va desde 1600 a 3400 pies. Esta formación fue depositada en un ambiente salobre.

- **Mesa:** Esta formación es de edad Pleistoceno. Su litología varía de manera significativa según sea el área, debido a que esta formación abarca una extensión geográfica muy grande que va desde los estados Sucre, Monagas, Guárico, Anzoátegui y Bolívar. Los sedimentos de la Formación Mesa, gradan de Norte a Sur, de más gruesos a más finos al alejarse de las cadenas montañosas del Norte; desde la parte central de Monagas al macizo de Guyana, gradan de más finos a más gruesos. Su espesor varía según la zona y va desde 66 a 900 pies. Esta formación fue depositada por torrenciales y aluviales contemporáneos con un levantamiento de la Serranía del Interior.

EVALUACIÓN DE RIESGOS

Los riesgos geológicos que se confrontan en este prospecto son: interpretación y barreras laterales (Fig. 21).

Interpretación

La interpretación ha permitido la identificación de la estructura que conforma el prospecto dentro de una zona triangular, desarrollada dentro de las lutitas de la Fm. Carapita, por pliegues disarmónicos o apilamiento de pequeñas escamas. Dicha zona presenta un despegue hacia el sur en su base y un retrocorrimiento hacia el Norte emergente en su tope.

Debido a esa complejidad estructural y a la distribución areal de las diferentes formaciones cretácicas y terciarias que afloran en el área, la respuesta sísmica se ve afectada, no pudiéndose obtener la verdadera posición de las estructuras en el espacio, debido a la limitación en el número de pozos existentes para la conversión a profundidad.

Barreras Laterales

El entrapamiento en el área es combinado estructural-estratigráfico, formado por cuerpos de arenas de ambiente fluvio-deltaico de orientación Norte-Sur, por lo que la continuidad de las arenas en toda el área posee un nivel de incertidumbre.

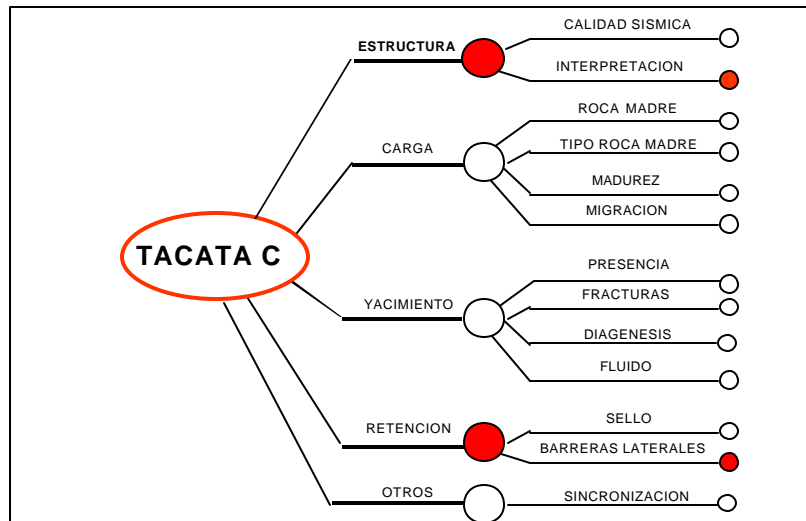


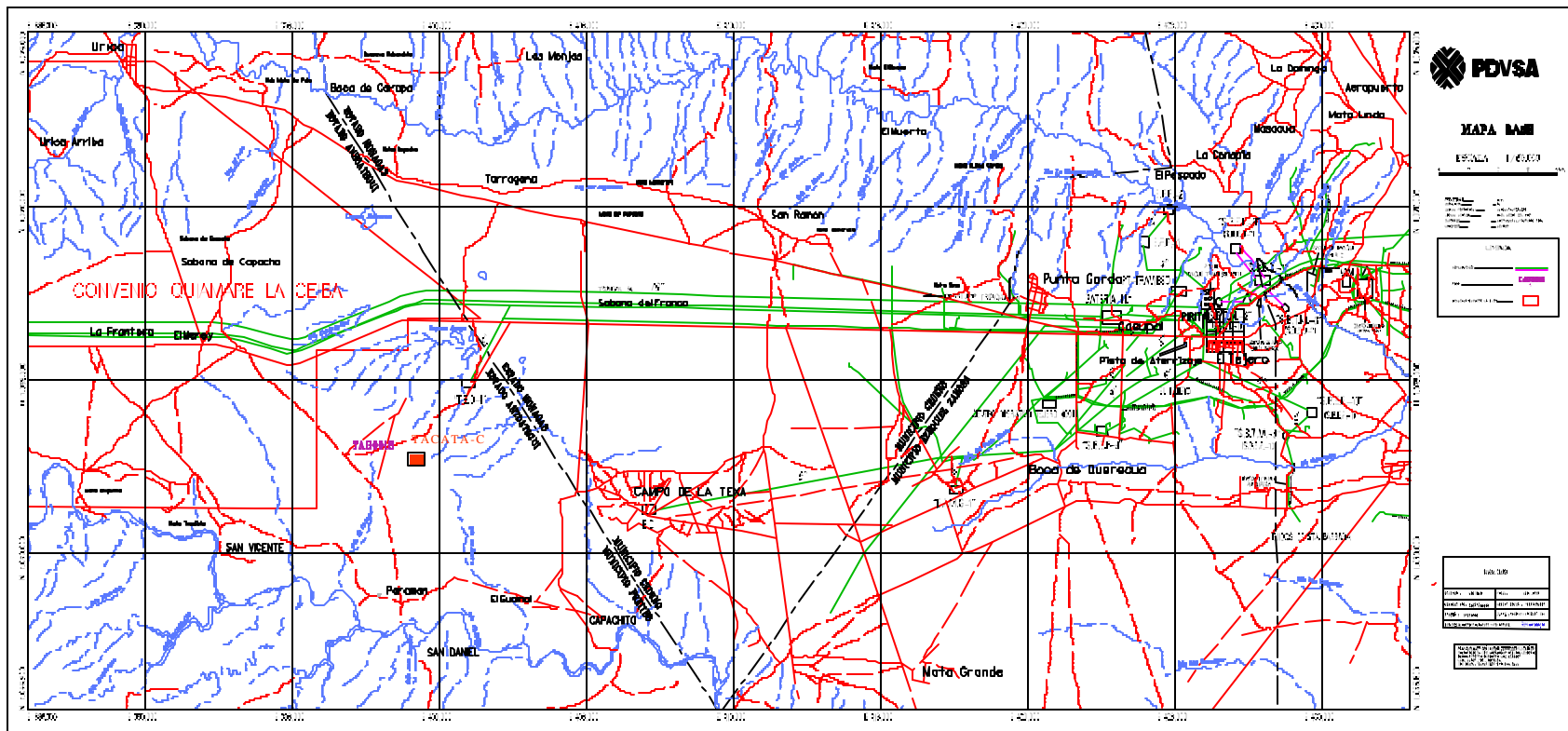
Fig. 21. Consideraciones Geológicas del Análisis y Evaluación de Riesgos.

VÍAS DE ACCESO

La localización Tácata C está ubicada a unos 12 Km. desde la intersección entre la carretera Nacional Maturín - La Ceiba, con las vías de Urica y Paraman, hacia la vía de Capachito, como se ilustra en el mapa de la Fig. 22, donde se observan diferentes vías alternas de acceso a la localización, incluyendo la posibilidad de construir una vía de acceso desde el pozo TAG-16.

La topografía se caracteriza por ser plana, con pendiente entre 1-2%, la vegetación es típica de sabana abierta, representada por Chaparros, alcornoque y Manteco; además de vegetación herbácea, conformada por gramíneas del género Trachipogon.

Desde el punto de vista ambiental, la zona es una buena alternativa, debido a la topografía, vegetación y extensión del terreno, con pocos cursos de agua. En la Fig. 23, se presenta una secuencia fotográfica, mostrando las características topográficas y de vegetación más resaltantes del área.



Legenda:




-  Ruta seguida para acceder al punto propuesto para la localización.
-  Vía de acceso propuesta para la localización. (Opción 1 y 2)
-  Tácata C

Fig. 22.- Vías de acceso a la localización Tácata C.



Fig. 23.- Características topográficas del área de ubicación de la localización TÁCATA C



CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

Este Trabajo Especial de Grado se guiará por los pasos de VCD. La metodología VCD posee cierto número de pasos, que a su vez están asociados a actividades con sus respectivas subactividades, que deben ser cubiertas a la hora de la planificación de un pozo. En la Fig. 24 se muestran todos los pasos del VCD y serán mencionados y explicados los primeros de ellos (Requerimientos Funcionales, Ingeniería Conceptual e Ingeniería Básica) a continuación, detallándose los vistos en este trabajo.

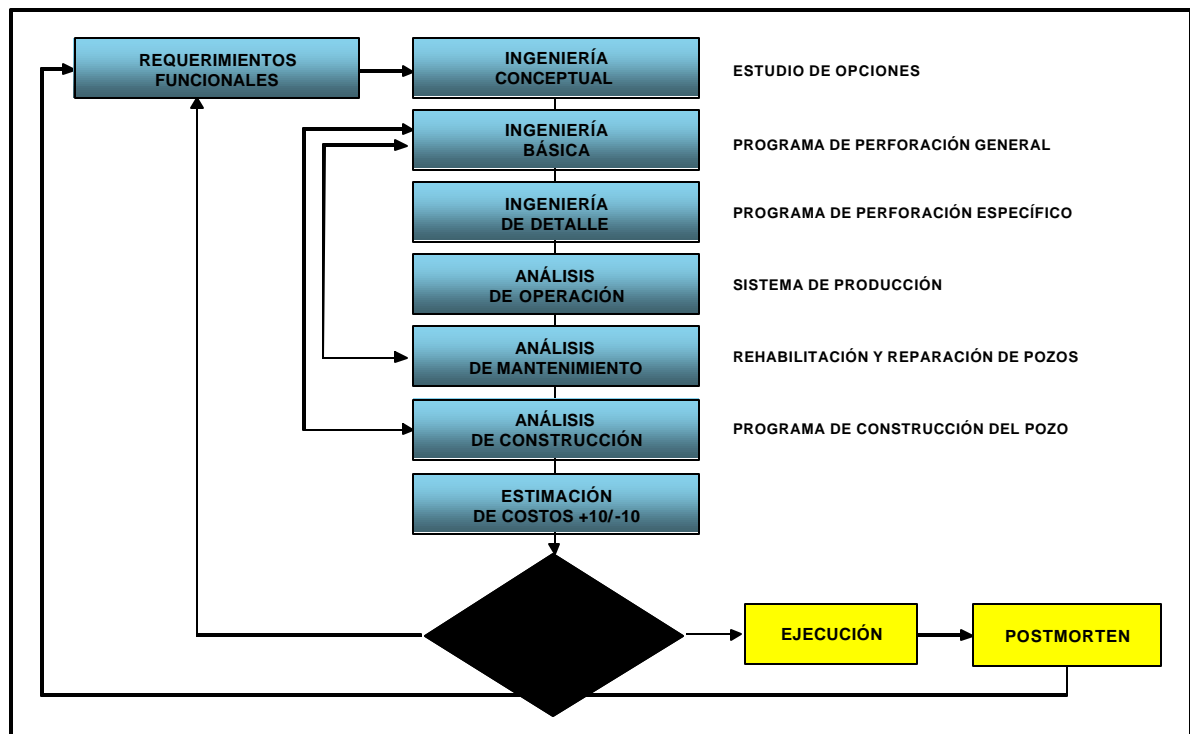


Fig. 24.- Flujo grama VCD

Como se mencionó anteriormente, todos los pasos del VCD se deben cumplir a la hora de realizar la planificación de un pozo. No obstante, sus actividades y subactividades no siempre se realizan. Esto va a depender del tipo de pozo a planificar. A continuación se presentan los pasos y sus actividades:

A. REQUERIMIENTOS FUNCIONALES.

Este paso de la metodología es de gran importancia, ya que es en donde se da una visión del proyecto en cuanto al alcance, magnitud, pautas y lineamientos que deben seguirse desde un nivel general, como sería el de la corporación, hasta uno más específico como el de perforación, pasando por el de la UNE.

Dentro de este paso se encuentran cuatro actividades, las cuales nos darán la información requerida para obtener una visión del proyecto. La primera es determinar qué uso y tipo de pozo es el que se va a planificar, el cual puede ser exploratorio, delineador, desarrollo y/o tecnológico, según sea la fase en que se encuentra el proyecto (PDD, PGO, etc). El grupo encargado de esta información es la UEY. La segunda, tercera y cuarta actividad son un proceso de revisión de los objetivos de todos los entes involucrados; en el caso de la Corporación, siendo éste el más macro, se debe velar que el proyecto cumpla con un costo mínimo, que sea rentable, de alta calidad y que esté en línea con el ambiente y la seguridad industrial. Para la UNE el proyecto debe cumplir con los objetivos siguientes:

- Manejar un volumen de fluidos.
- Drenar la sección de yacimiento especificada.
- Aislar zonas productoras con distintas características.
- Evitar daño de formación.
- Determinar si es un área crítica y/o estratégica.
- Determinar el valor económico del proyecto.

En cuanto a la perforación se espera que se planifique en función de que sea mantenga en el tiempo, sea la mejor opción y sirva como “mejores prácticas” para futuros trabajos y para mejorar los tiempos de perforación.

B. INGENIERÍA CONCEPTUAL.

Al tener toda la información necesaria del paso anterior (Requerimientos Funcionales), se procede a generar y estudiar diferentes opciones para llevar a cabo el proyecto. Esto se realiza mediante tres actividades que posee el segundo paso. La primera actividad es la responsable de la generación de opciones, mediante la recolección de los requerimientos e información que se tenga disponible del proyecto. Dentro de esta actividad existen varias subactividades como la información de pozos vecinos y el cálculo del éxito volumétrico, los cuales son determinados por los ingenieros de planificación, pero siempre con el apoyo de los demás miembros del grupo de trabajo. En la planificación de un nuevo pozo se debe hacer especial énfasis en el análisis de los eventos que se suscitaron durante la perforación de los pozos vecinos, que están cercanos a la localización donde se va a perforar el nuevo pozo y que poseen características similares tanto litológicas como mecánicas. Entre la información que se debe analizar está el tipo y peso del fluido de perforación empleado en la zona, las formaciones presentes en el área, tipos de revestidores y sus puntos de asentamiento, problemas operacionales, tasa de penetración (ROP), mechas usadas, trabajos de Rc/Ra y producción, entre otros.

El análisis de los pozos vecinos abarca los siguientes pasos:

1. **Selección de los pozos:** Se ubica la localización donde se va a perforar el pozo, en un mapa de superficie mediante las coordenadas UTM, entregadas por la UEY en la prognosis geológica para determinar los pozos vecinos a ésta. Luego de hacer una preselección, según la cercanía relativa, se analizan ciertas características que deben tener similitud con la nueva locación, como son el tipo de pozo (vertical, inclinado u horizontal), la estructura geológica en la que se encuentre, tecnología aplicada, etc.

- 2. Revisión de la historia de los pozos seleccionados:** PDVSA posee una base de datos de perforación, DIMS, donde se almacena toda la información del pozo (pre, durante y post la perforación y completación), así como los problemas operacionales, fluidos usados, ensamblaje de fondo, ubicación, etc. A través de otra herramienta llamada Data Analyser, se puede analizar la data guardada en el DIMS mediante filtros (“query”), tanto numérica como gráficamente. En caso que el pozo no esté cargado en el DIMS por ser muy viejo o presente información no confiable, hay que proceder a revisar su correspondiente Carpeta de Pozo.

Como ya se ha mencionado anteriormente, la información a buscar en la base de datos de PDVSA (DIMS) o en las Carpetas de Pozo, son los tipos de revestidores, así como su profundidad de asentamiento, mechas usadas con su rata de penetración, problemas operacionales, profundidades, etc.

- 3. Análisis y conclusiones:** Después de recabar toda la información necesaria se procede a comparar los pozos, con el fin de poder generar un patrón de comportamiento de la zona que permita generar recomendaciones en el momento de realizar la ingeniería básica y de detalle.

El cálculo del éxito volumétrico y mecánico se realiza al tener el análisis del grupo de pozos vecinos. Vale acotar que el cálculo depende del nivel tecnológico con que fueron perforados esos pozos, ya que si la brecha es muy grande el valor obtenido no va a ser representativo, por lo cual es recomendable el uso de pozos similares tecnológicamente. Por otro lado, si es un campo exploratorio los resultados del éxito volumétrico van a tender a valores extremos, por lo que no son representativos. Sin embargo, dan una valiosa información de lo acertado de las expectativas y del potencial del campo.

Otra subactividad es la determinación del gradiente de presión de poro, presión de fractura y temperatura mediante el uso de la herramienta Predict Knowledge System, a través de los siguientes pasos:

1. Utilizando un RHOB, que no es más que un registro de densidad, se obtiene el gradiente de sobrecarga (OBG)
2. Con los registros de GR o SP (Potencial Espontáneo) podemos discriminar en la litología, los intervalos lutíticos puros.
3. Se transfieren los puntos de lutitas hacia un registro que nos sirva para calcular la porosidad, como son IEL (Resistividad) o DT (Sónico)
4. Terminada la migración de los puntos de lutitas, estos se filtran y se traza sobre la curva suavizada las líneas de compactación normal.
5. Basándose en las correlaciones de Eaton se realizan los cálculos de presión de poro y gradiente de fractura, calibrando las curvas obtenidas con los RFT y PIP de los pozos aledaños.

Esta información es obtenida en conjunto con Estudios Integrados y el personal de Perforación, ya que el que suministra la información necesaria para correr el programa es el primero de estos y quien lo corre es el ingeniero de planificación.

La caracterización de los fluidos y roca, así como la prognosis de los intervalos productores y radio de drenaje son suministrados por la UEY a través de un documento llamado Prognosis Geológica. El personal de ingeniería de yacimiento y producción es el que va a determinar, según estudios realizados y por trabajos y comportamientos en pozos vecinos, la necesidad de la realización de actividades de estimulación, inyección y levantamiento, así como el cálculo por medio del

análisis nodal de la presión de fondo fluyente de diseño y el método de producción.

En cuanto a la necesidad de la utilización del monitoreo de fondo y superficie, va a venir dada por el tipo de pozo, proyecto y el nivel estratégico y/o crítico del campo, ya que un campo nuevo o muy viejo la información es escasa o poco confiable. Este lineamiento viene dado generalmente por la UEY.

En esta actividad también se establece una estrategia para la aplicación de nuevas tecnologías y mejores prácticas, en este punto convergen todas las especialidades opinando sobre tecnologías nuevas en sus áreas y experiencias en otros pozos; por parte de VCD el encargado es el ingeniero VCD-VC.

Habiendo recabado toda la información se procede a escoger la(s) opción(es) que más convenga(n) según los Requerimientos Funcionales, en otras palabras, en esta actividad se traza una:

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

Esta actividad es realizada en general por perforación a través del ingeniero de planificación. La última actividad de este paso es la de dar cumplimiento a la arquitectura de drenaje en consistencia con el Estudio Integrado y el Plan de Explotación generados por dichos estudios.

C. INGENIERÍA BÁSICA.

Luego de haber estudiado las diferentes opciones en el paso anterior (Ingeniería Conceptual) y determinar la(s) más conveniente(s) se procede a realizar el programa de perforación de manera general, con la finalidad de tener una primera idea de los equipos, materiales y personal a requerir para llevar a cabalidad el proyecto. Para ejecutar este paso de manera más ordenada y eficiente se dividió en 10 actividades.

La primera de éstas es la revisión de los Requerimientos Funcionales para no perder la misión y visión del proyecto. La segunda actividad se puede decir que es la más importante, ya que el objetivo de ésta es generar el diseño básico de la arquitectura del pozo. Debido a lo extenso y complicado de la segunda actividad se subdividió en cinco partes, que va desde el diseño de la trayectoria hasta el diseño de la completación. Para llevar a cabo estos diseños el ingeniero de planificación se vale de las aplicaciones de ingeniería de Landmark Graphics.

El diseño de la trayectoria se determina en conjunto con el departamento de geología, quienes van a establecer las coordenadas de superficie y las de fondo. En caso que ambas coordenadas difieran, se debe usar la herramienta de la suite de aplicaciones de Landmark Graphics llamada Compass. No obstante, es recomendable siempre correr esta aplicación, para ver las posibles desviaciones que sufra el pozo, así como cargar los pozos vecinos para evitar una colisión (de estar estos relativamente cerca) pero sobre todo para analizar la tendencia de desviación de la zona en sí.

En el diseño de los hoyos (asentamiento, diámetros, etc) se usa el software CasingSeat. Para obtener los casos, tanto prácticos como factibles, de asentamiento, diámetros del hoyo y revestidores, peso del fluido de perforación, hay que seguir una cierta secuencia para que los resultados sean los idóneos.

1. Se graba el formato base de PDVSA, con la finalidad de que exista una hegemonía dentro de la compañía, además este formato ha sido revisado por expertos en el área de perforación tanto de PDVSA como de Landmark Graphics para que cumpla con las exigencias de los ingenieros de diseño.
2. Para hacer sus cálculos el programa de CasingSeat parte de los valores de presión de poro y gradiente de fractura, con sus respectivas profundidades, con los cuales se obtendrán el peso del fluido de perforación, diámetros de los hoyos y revestidores, profundidad de asentamiento, entre otros. Estos valores (presión de poro y gradiente de fractura) son suministrados por el programa Predict y corregidos, antes de ser usados en el CasingSeat, mediante correlaciones con las formaciones a través de los RFT de los pozos vecinos. Por esta razón el segundo paso es importar esa data corregida del Predict.
3. Se debe salvar la corrida con un nombre representativo del proyecto, después de haber verificado que las unidades estén correctas.
4. Se procede a llenar el módulo de pozo con información que va a ser la base para el programa del pozo. Ésta se introduce en submódulos que están organizados según el tipo de información que va a almacenar, ejemplo: información básica del pozo, disponibilidad de tamaño de tipos de hoyos/revestidores y parámetros de diseños y perforación. En el primero se carga la información del pozo: nombre, elevación, tipo de pozo (de tierra o de costa afuera) etc. En el segundo se tiene la disponibilidad de hacer un tipo de hoyo o de usar un tipo de revestidor (respecto al diámetro). Aun cuando ya la lista viene predeterminada, el usuario puede agregarle o quitarle según sean las necesidades y realidades del área. En el tercero el usuario especifica los parámetros que se van a tomar en cuenta a la hora del diseño y de la perforación, como es el caso de influjo de gas, zonas especiales de asentamiento, características del BHA, entre otros.

5. Luego de haber llenado la información básica del pozo y su diseño, se procede a pasar al módulo de geología. Al igual que el módulo del pozo éste también tiene submódulos, que son los de litología y el de la temperatura constante. En el caso de la litología se le pide al usuario que introduzca de manera obligatoria el margen de sobre balance, de diferencial de presión, las profundidades y las presiones de formación (presión de poro y gradiente de fractura) del Predict. Adicionalmente a las casillas obligatorias están otras que sirven de información general como el nombre de las formaciones, tipo de litología, etc. En cuanto a la temperatura la información que se introduce son especificaciones geotérmicas como la temperatura de superficie, gradiente, entre otros.
6. Por último se pasa al módulo de resultado. De la lista de resultados se escoge él o los casos que más se adapten a la realidad del campo y sean más económicos. En caso de no existir ninguna solución se tiene que volver atrás y redefinir ciertos parámetros.
7. Al concluir con el programa CasingSeat se exportan los valores de las soluciones para que sean usados por el programa siguiente (StressCheck)

Al tener los diferentes casos posibles del diseño de los hoyos se procede a diseñar los revestidores con StressCheck para obtener el tipo de revestidores, resistencias, dimensiones, etc. Se debe correr el StressCheck para cada caso, ya que los resultados son independientes entre sí. Para ello se deben seguir ciertos pasos:

1. Igual que el CasingSeat se debe grabar el formato base de PDVSA.
2. Se debe importar los resultados que arrojó el CasingSeat, para trabajar directamente con ellos. Se salva la corrida con un nombre representativo del proyecto.

3. Se entra en el módulo de hoyo donde se define la información general de éste y de la formación, con lo cual se establecen todos los parámetros que gobiernan al pozo. Para esto el programa dispone de varios submódulos como son el de información general del pozo, el de la formación y el último abarca varios como son las características de desviación, de costa afuera, temperatura y producción.
4. La información del módulo anterior es la misma para cada revestidor. Se procede con la información de los tubulares, la cual debe repetirse para cada fase. Este módulo posee, como los anteriores, submódulos los cuales son parámetros de diseños, condiciones iniciales, diámetros de las herramientas que se correrán, costo mínimo, carga de estallido, carga de colapso y fuerzas axiales entre otros. Como se aprecia este paso es de suma importancia ya que es en él donde se determinan las especificaciones de cada revestidor para que soporte, durante su vida útil, todas las cargas al que estarán sujetos. Para estandarizar los criterios de seguridad y de diseño, PDVSA, mediante sus especialistas, determinó cuales eran los valores a usar según fuese el pozo y el revestidor, unos ejemplos de ellos se aprecian en las Tablas 1 y 2.

Tabla 1. Factores de diseño mínimo utilizados por PDVSA para las diferentes cargas.

	Colapso	Estallido	Tensión	Compresión	Triaxial
Conductor	1,0	--	--	--	--
Superficie	1,0	1,1	1,6	1,3	1,25
Protección	1,0	1,1	1,6	1,3	1,25
Producción	1,1	1,1	1,6	1,3	1,25

Tabla 2. Factores de diseño mínimo utilizados por PDVSA para los márgenes de seguridad.

Tipo de pozo	Diferencial de presión	Margen de surgencia/suaveo + margen de seguridad
Exploratorio	< 3000 lpc	1,0 lpg
Desarrollo	< 2000 lpc	0,5 lpg

Las consideraciones de cargas actuantes por hoyos son:

Revestidor de superficie:

- ♦ Estallido:
 - Perfil de influjo de gas.
 - Presión de prueba.
 - Gradientes de fluido con presión de poro.
- ♦ Colapso:
 - Evacuación total/parcial.
 - Gradientes de fluido con presión de poro.
- ♦ Axial:
 - Velocidad promedio de corrida.
 - Fuerza de sobre tensión.
 - Carga estática antes de la cementación.

Revestidor intermedio:

- ♦ Estallido:
 - Desplazamiento por gas.
 - Perfil de influjo de gas.
 - Presión de prueba.
 - Presión de prueba del cemento liquido.
 - Fuga en la tubería de producción.
 - Inyección por debajo del revestidor.
 - Gradientes de fluido con presión de poro.
- ♦ Colapso:
 - Evacuación total/parcial.
 - Cementación.
 - Cargas de producción por evacuación total.
 - Cargas de producción sobre y debajo de la empacadura.
 - Gradientes de fluido con presión de poro.

- ♦ Axial:
 - Velocidad promedio de corrida.
 - Fuerza de sobre tensión.
 - Carga estática antes de la cementación.
 - Prueba de presión para el cemento líquido.

Revestidor y/o Camisa de Producción:

- ♦ Estallido:
 - Presión de prueba.
 - Presión de prueba del cemento líquido.
 - Fuga en la tubería de producción.
 - Inyección por debajo del revestidor.
 - Gradientes de fluido con presión de poro.
- ♦ Colapso:
 - Cementación.
 - Cargas de producción por evacuación total.
 - Gradientes de fluido con presión de poro.
- ♦ Axial:
 - Velocidad promedio de corrida.
 - Fuerza de sobre tensión.
 - Carga estática antes de la cementación.
 - Prueba de presión para el cemento líquido.

5. El siguiente paso es el de “View” donde se aprecian los resultados mediante gráficas, pero el ingeniero puede modificar estos resultados según su criterio y experiencia.

La penúltima parte de la segunda actividad es el diseño y definición general de requerimientos de equipos, mechas fluidos y sartas entre otros. Para llevar a cabo esta parte, el trabajo en conjunto del personal de perforación es sumamente importante, ya que los especialistas en cada área le darán la información al

ingeniero de planificación para correr las sensibilidades con la herramienta WellPlan.

Esta herramienta es la más compleja de toda la suite de perforación de Landmark Graphics, debido a la información que maneja para llevar a cabo los diferentes tipos de simulaciones. Para obtener resultados confiables de las velocidades críticas, diseño de la sarta y la hidráulica, entre otras, se deben seguir ciertos pasos que se explican a continuación:

1. Se crea el proyecto. Éste puede estar conformado por uno o varios pozos. Se debe poner un nombre representativo del proyecto de perforación, para que a la hora de que otro ingeniero lo necesite sepa cual es el proyecto y de que trata.
 2. Se crea el pozo en el simulador. Cada pozo puede tener varios casos. El pozo debe tener el mismo nombre que el real.
 3. Se abre un caso para cada fase del pozo, tanto para el diseño optimizado como para el de contingencia, así como para diferentes sensibilidades.
 4. Se selecciona el módulo a trabajar, los cuales pueden ser “Torque Drag, Hydraulics, Well Control, Notebook, Surge, Cementing-OptiCem, Critical Speed” y “Bottom Hole Assembly”. En este Trabajo Especial de Grado sólo se expondrá los módulos de torque y arrastre, hidráulica, BHA y velocidades críticas, debido a que son los empleados en el distrito Punta de Mata. Para cada módulo existe un formato de PDVSA. Se importa toda la información, necesaria y pertinente, de las aplicaciones anteriores (CasingSeat, StressCheck, etc).
- 4.1. El módulo de BHA se corre mediante el modo de análisis “BHA Analysis”, el cual posee varios submódulos que hay que llenar como es la

información general del pozo, el editor del hoyo, de la sarta y del fluido de perforación. Estos tres submódulos se salvan en la librería de WellPlan, ya que es información común para los otros módulos de este simulador. Los últimos dos submódulos son los que conciernen específicamente al módulo de BHA, estos son “BHA Análisis Data” y “Mesh Zone”. El primero es ideal para hacer sensibilidades rápidas y el otro es para definir la zona de impacto de los chorros de la mecha.

Al haber terminado la carga de la data se procede ir a “View” donde podemos apreciar los resultados mediante gráficas y tablas.

- 4.2. El módulo de velocidades críticas se corre en el modo de análisis “Critical Speed Análisis”. Al igual que el módulo de BHA, éste posee unos submódulos globales (información general del pozo, fluidos, etc) y otros específicos (parámetros de análisis, condición de borde y zona de chorro) El primero de estos submódulos es donde el usuario introduce ciertos parámetros que van a regir a la perforación, de manera teórica. Entre ellos tenemos el torque sobre la mecha, la orientación de la herramienta, la velocidad inicial y final, entre otros. El submódulo “Boundary Conditions” se encarga de establecer los parámetros de borde y por último el de zona de los chorros que es similar al de BHA.

Al haber terminado la carga de la data se procede ir a “View” donde podemos apreciar los resultados mediante gráficas y tablas.

- 4.3. El módulo de torque y arrastre se ejecuta mediante el modo de análisis “Normal Analysis”, el cual posee varios submódulos, pero sólo uno específico (“Torque Drag Setup Data”). En éste se introducen los parámetros de la sarta con el fin de determinar si el diseño es bueno o va a presentar problemas durante los trabajos de perforación. Todos esos resultados se aprecian en “View” mediante distintos tipos de gráficas.

4.4. Hidráulica es el último módulo empleado de la aplicación WellPlan, a diferencia de los otros módulos la simulación de la hidráulica se debe correr con diferentes modos de análisis, los cuales son: “Pressure: Pump Rate Range, Pressure: Pump Rate Fixed, Annular Velocity Analysis, Graphical Analysis” y “Hole Clearing-Operational”.

4.4.1. El modo de análisis “Pressure: Pump Rate Range” posee, además de los generales, el submódulo de tasas (“Rates”) en donde el usuario fija la tasa máxima, mínima y el valor del incremento para la hora de hacer la gráfica de presiones contra tasa.

4.4.2. El segundo modo es el de “Pressure: Pump Rate Fixed” que en si tiene 11 submódulos entre generales y específicos. Dentro de éstos últimos hay unos que son importados de otros programas como el de presión de poro y presión de fractura. El submódulo de sistema de circulación es donde se especifican las características de los equipos de superficie y de las bombas, así como el número de ellas. El otro submódulo específico de este modo de análisis es el de tasa (“Rate”), el cual es ideal para hacer sensibilidades alterando la tasa de bombeo y la configuración de los chorros.

4.4.3. El modo de análisis siguiente es el de análisis de la velocidad en el anular. Los submódulos que se usan en este análisis ya fueron cargados previamente. En la función de “View” se aprecia de manera gráfica las curvas de profundidad contra velocidad anular para cada tasa de bombeo, desde la mínima hasta la máxima y las intermedias, según el incremento que se haya asignado; a su vez también se grafica la curva de velocidad crítica. Además de la manera gráfica está la manera analítica que da la misma información que la gráfica pero de una manera más detallada.

4.4.4. Al igual que el modo de análisis anterior, en el “Graphical Analysis” no hay que suministrar información a los submódulos, ya que son cargados previamente. Los valores importados que se obtienen de este modo son los óptimos de TFA para impacto y potencia, que están reflejados en su gráfica respectiva.

4.4.5. El último modo de análisis empleado para el módulo de hidráulica es el “Hole Clearing-Operational”. La importancia de este modo radica principalmente en que es en él donde se aprecia si los parámetros introducidos en los modos anteriores han sido los correctos para que haya una limpieza de ripios lo más idónea posible, para esto se observan las gráficas que se encuentran en “View”. De dar resultados negativos se debe volver a repetir los modos hasta encontrar la configuración adecuada que cumpla con las exigencias del diseño y de buenos resultados.

El último es el diseño de la completación el cual es realizado por el ingeniero de planificación o por otro ingeniero del equipo que domine el “software” WellCat. Este diseño se realiza en función de la producción estimada para el pozo y de los resultados de las aplicaciones anteriores. Además se debe correr teniendo los resultados del análisis nodal.

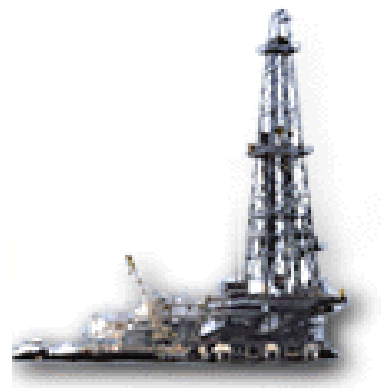
Finalizada la segunda actividad se procede con las siguientes, entre las que se encuentra la estimación de la productividad, la cual es responsabilidad de la UEY, la actividad de estimar la base de conocimiento requerido para laborar en el pozo, la actividad de estimar el tiempo y costo relativo al pozo y la actividad de análisis general de operación, mantenimiento y construcción del mismo están sujetas al personal de perforación, que con sus años de experiencia y con conocimientos previos de actividades en pozos similares y/o vecinos, dan su recomendación que luego queda en manos de la Gerencia de Perforación de aprobar las propuestas.

La actividad de la revisión y diseño de la localización está a cargo del departamento de Ingeniería y Construcción en conjunto con el ingeniero de planificación. En cuanto a las actividades de crear la estrategia de contratación y preselección de empresas como la procura de materiales de largo tiempo de entrega es un trabajo responsabilidad de la Gerencia de Contratación y los ingenieros de planificación, éstos últimos dan las necesidades y características del material a requerir y la Gerencia de Contratación contacta a las empresas y aprueba las propuestas. La primera de éstas últimas actividades por lo general se hace bajo la modalidad de licitación y la última se realiza al tener listo el diseño de la Ingeniería Básica del pozo a perforar. Teniendo este diseño se procede a hacer una solicitud de requisitos a Bariven de tubulares, dándoles las especificaciones exactas y las cantidades, así como a Cameron para los cabezales. De esta actividad se encarga el propio ingeniero de diseño o el de perforación.

En cuanto a la actividad de tramitar permisología y aprobaciones se puede mencionar que existen varios permisos pero los de mayor importancia son los que se le solicita a al Ministerio de Energía y Minas (MEM) y al Ministerio del Ambiente y de Recursos Naturales (MARN). El que gestiona su aprobación es la UEY con los departamentos encargados de estos trámites de los diferentes ministerios.

Para el permiso del MEM el documento debe poseer la información de que tipo de pozo es, ubicación superficial y los objetivos de la perforación, tanto primarios como secundarios. El departamento encargado de aprobarlo es de Inspección Técnica de Hidrocarburos.

En cuanto al permiso del MARN, éste aprobado por la Dirección Estatal Ambiental, para este caso del estado Anzoátegui. Este departamento le entrega al personal de PDVSA un informe donde se le da la buena pro y se explica las responsabilidades, compromisos, derechos y límites en los que PDVSA queda comprometida a respetar y ejecutar.



CAPÍTULO V

RESULTADOS Y ANÁLISIS

REQUERIMIENTOS FUNCIONALES

Uso y tipo de pozo

El pozo propuesto para la localización TÁCATA C es un Proyecto Delineador y Desarrollo (PDD) cuyo objetivo es continuar la extensión hacia el Este del plan de delineación y desarrollo de los yacimientos descubiertos con la perforación de los pozos TAG-12 y TAG-16, basándose en los resultados obtenidos de la perforación del TAG-16, concluido recientemente. Este pozo posteriormente pasará a ser un activo de producción.

La localización TÁCATA C se encuentra en el centro de la trampa TÁCATA, teniendo al Oeste los pozos TAG-16, a unos 2.3 Km., y TAG-12, a unos 6.5 Km. Esto se puede apreciar en la Fig. 14, página 61, que es el mapa de ubicación del área de estudio.

Objetivos Corporativos

Entre los objetivos de la compañía se encuentra realizar la perforación con un mínimo costo de inversión pero que además sea rentable, posea un nivel de calidad óptimo, acorde con las exigencias de una empresa de rango mundial, además de tener un mínimo efecto ambiental y una máxima seguridad operacional. La compañía usa la modalidad de licitación para escoger empresas que hagan determinados trabajos a un menor costo, pero manteniendo los lineamientos y especificaciones dadas por PDVSA en cuanto a tecnología, tiempo, diseño y calidad, entre otros. Para la parte de seguridad y riesgo ambiental PDVSA y las compañías involucradas en la perforación, deben cumplir las normas del SHA (Seguridad, Higiene y Ambiente). Además, se debe garantizar la

incorporación de nuevas tecnologías para mantener o aumentar el nivel tecnológico de la compañía y así tener mejores resultados. De igual forma se debe promover la participación nacional de una manera responsable y eficiente, ya que así ambas partes obtienen beneficios, se evita importar equipos y materiales, lo cual genera un ahorro de dólares y promueve la industria nacional lo que se refleja en la generación de empleo.

Objetivos de la Unidad de Negocio de Exploración

Entre los objetivos de la Unidad de Negocios de Exploración (UNE) se encuentra agregar valor a la Corporación descubriendo e incorporando reservas de hidrocarburos que han sido estimadas por el modelo geológico en 125 MMBNP, 159 MMMPC de gas asociado y 654 MMMPC de gas libre, al menor costo y riesgo posible.

Como podemos observar este pozo se encuentra en un área estratégica, tomando en consideración los resultados obtenidos de la perforación del pozo TAG-16 (Tabla 3a), ya que es rica en reserva de hidrocarburos. La posición favorable de la locación sobre la estructura ofrece dos diferentes escenarios a considerar para el diseño y ejecución del programa de perforación: El primer escenario tiene como objetivo producir gas libre y el objetivo del segundo escenario es producir gas y petróleo. En si el objetivo estratégico es obtener la información necesaria para el plan conceptual de delineación y desarrollo del campo a descubrir. En otras palabras, conocer la extensión de gas libre al Este del campo Tácata, la cual fue descubierta por el pozo TAG-16. En este sentido se puede decir que el proyecto tiene un alto valor económico como se ve en la Tabla 4a.

Tabla 3a. Resultados de la evaluación del pozo TAG-16 a nivel de Capaya

Intervalo	Fecha	Formación	Profundidad (pies)	Reductor (pulg.)	P.C.(lpc)	Qo (bls/d)	Qg (MMpc/d)	RGP	API	%AyS
I	06/01/2002	Capaya (D2/D1)	15798-15816	3/8	627	825	0,78	945,45	44,1	1,8
	07/01/2002			1/4	1057	685	0,64	934,31	44,1	1,5
	08/01/2002		15832-15850	3/8	642	760	0,77	1013,16	43,8	1,4
				1/2	412	844	0,85	1007,11	42,1	1,6
				3/4	199	937	0,93	992,53	41,9	0,97
II	16/01/2002	Capaya	15385-15412	Sin manifestación en sup. Recuperó, en reserva, agua de 37000 ppm						
III	21/01/2002	Capaya	15162-15184	Sin manifestación en superficie						
IV	24/01/2002	Capaya (K2)	14403-14420	3/8	4634	4278			40,57	1
				1/4	5442	1988	2,41	1212,27	40,67	0,5
				3/8	4407	3483	4,42	1269,02	40,7	0
				1/2	3248	4668	5,65	1210,37	40,2	0
				3/4	1742	5986	7,6	1269,63	38,1	0,5
V	01/02/2002	Capaya (K1)	14183-14230	3/8	5424	4444			40,8	0,5
	02/02/2002			1/4	5558	1930	2,82	1461,14	40,8	0,6
	03/02/2002			3/8	5298	3810	5,28	1385,83	40,8	1
				1/2	4412	5956	7,83	1314,64	40,0	0,1
	3/4	2757	8589	11,23	1307,49	38,28	0			
VI	08/02/2002	Capaya (F)		3/8	7551	0	22,56			
	09/02/2002			1/4	8191	0	5,76			
	10/02/2002			3/8	7547	0	22,02			
				1/2	6670	0	34,97			

Período de limpieza

Tabla 4a. Expectativas de los recursos del campo Tácata

Arena	Volúmenes			Petróleo (MMBN)			Gas (MMMPCN)		
	Petróleo (MMBN)	Gas Solución (MMMPCN)	Gas Libre (MMMPCN)	Bajo	Medio	Alto	Bajo	Medio	Alto
Capaya (K1/K2)			654				183	871	1555
Capaya (F)	108	140		30	121	230	38	157	299
Capaya (Inferior)	17	19		15	19	25	16	21	28
TOTAL	125	159	654	45	140	255	237	1049	1882

Otro requerimiento de la UNE es que el pozo sea vertical, para lo cual se va a tener muy en cuenta los buzamientos que son considerablemente altos (25°-30°)

Existen varias posibilidades de manejo de crudo en el área, de las cuales se considera una opción preliminar de acuerdo a lo siguiente: para producir el pozo se requiere instalar una línea de flujo de 4" de diámetro y 7 Km. de longitud, aproximadamente, hasta la estación de flujo Tácata y de allí el crudo y gas serán enviados por el poliducto existente de 12" de diámetro (convenio PDVSA-ASTRA),

hasta la Estación la Ceiba, a 37 Km. de distancia del área de producción. El crudo continuará hasta el complejo Santa Rosa (Fig. 25a).

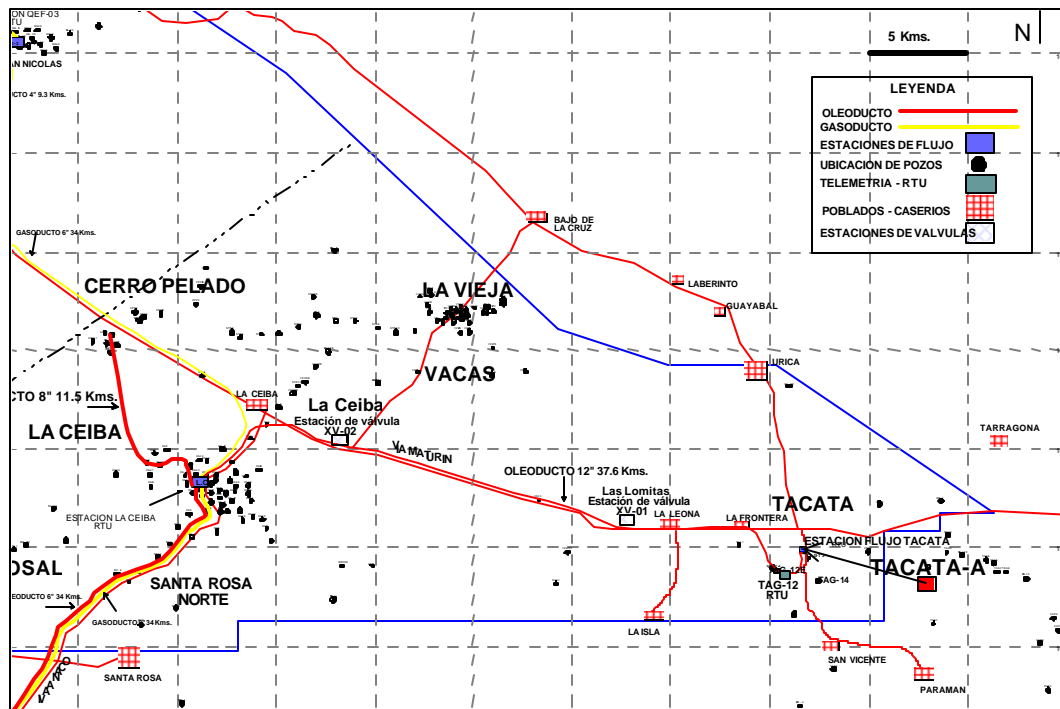


Fig. 25a.- Mapa de ubicación relativa del área con la localización Tácata C

Objetivos de Perforación

Maximizar el valor agregado a la Corporación mediante la planificación, ejecución y evaluación de un pozo delineador en el campo Tácata, a través de un servicio rentable y seguro, mediante la introducción oportuna de las tecnologías de vanguardia y esquemas modernos de contratación.

MÉTRICA DE YACIMIENTO

Los resultados de la Métrica de Yacimientos fueron los siguientes:

- ICODY = 23,5 (Escala: 0 - 40)
- ICADY = 2,3 (Escala: 1 - 5)

Los resultados de las métricas de yacimientos, muestran un valor de complejidad acorde con un Pozo Delineador (A-2A). A pesar del nivel de complejidad del yacimiento, los pozos de referencia (pozo TAG-16 y los de Repsol) confirman la viabilidad de éxito. Para mayor detalle de los resultados de la métrica refiérase a los apéndices del 1 al 4 y el 7.

INGENIERÍA CONCEPTUAL

El diseño conceptual para la construcción del pozo delineador en la localización TÁCATA C, fue desarrollado siguiendo la metodología contemplada en los procesos de la Gerencia VCD, tal como se describe a continuación:

Requerimientos e Información Disponible del Proyecto

Análisis del estudio de pozos vecinos

Haciendo el estudio de pozos vecinos se tomó la decisión, por la relativa cercanía y la similitud en ciertas características, de escoger los pozos de PDVSA: TAG-5I, TAG-6, TAG-7, TAG-9S, TAG-11E, TAG-16, TACAT 2-26, CAP-1 y CAP-6; así como por parte de Repsol los pozos TAG-12E, TAG-13, TAG-14 y TAG-15. No obstante, solamente el pozo TAG-16 se le hizo un estudio profundo ya que el nivel de semejanza estratigráfica con la locación a perforar, TÁCATA C, es bastante grande, está ubicado bien cerca y la información de éste es bastante completa. A continuación se va a detallar el estudio realizado para determinar los pozos vecinos de la locación TÁCATA C según la metodología propuesta.

Con las coordenadas UTM del TÁCATA C (N: 1.062.593 m; E: 399.960 m) suministrada por la UEY, se ubicó en el mapa como se muestra en la Fig. 14, teniendo una gran cantidad de pozos vecinos como son TAG-5I, TAG-6, TAG-7, TAG-9S, TAG-11E, TAG-12E, TAG-13, TAG-14, TAG-15, TAG-16, TACAT 2-26, CAP-1 y CAP-6, que fueron los seleccionados, y TAG-4, CAP-2, CAP-3, CAP-4, JGE-13 y JGE-19 entre otros, estos fueron descartados del estudio.

Ya seleccionados los pozos se pasó a la revisión de la información que se encuentra cargada en el DIMS, para esto se realizó un filtro con Data Analyzer para que sólo aparecieran los pozos TAG y CAP. Después de haber corrido el filtro se obtuvo solamente un pozo, el TAG-16, ver anexo 1. Esto se debe a que

algunos de los demás pozos fueron perforados y completados antes de que PDVSA hubiese adoptado el DIMS como herramienta de base de dato y generadora de los reportes, y los otros pozos se encuentran dentro del área del convenio operativo con Repsol. Todos estos se tuvieron que buscar en las Carpetas de Pozos de PDVSA, así como en las de Repsol. En el anexo 2 se aprecia una de las ventanas de DIMS.

Para los pozos perforados por Repsol y PDVSA la información procesada incluye:

- ♦ Puntos de asentamiento, diámetro y tipo de revestidores.
- ♦ Tipo y densidad del fluido de perforación utilizado.
- ♦ Tipos de mecha utilizada.

Se comenzará por analizar los pozos de Repsol para luego seguir con los de PDVSA. La primera operadora perforó, como se ha mencionado anteriormente, los pozos TAG-12E, TAG-13, TAG-14 y TAG-15, entre los años 1998 - 2002 y poseen una clasificación Original: A-3B y de Desarrollo. El TAG-12E (descubridor de un nuevo yacimiento).

En cuanto al aspecto de la perforación se aprecia que todos estos pozos poseen un diseño mecánico muy similar, variando en algunos la profundidad de asentamiento y el número de revestidores o camisas. Los más comunes son los de 20", 13 3/8", 9 5/8" y la camisa de 7". En cuanto a las mechas utilizadas concuerdan en el uso de mechas tricónicas en los hoyos superficiales y "Polycrystalline Diamond Compact" (PDC) a partir del hoyo intermedio. En la mayoría de los pozos se usó fluido de perforación a base de agua para los hoyos superficiales y 100% aceite para el resto, a excepción del TAG-12E, el cual fue a base agua en el hoyo de 26", lignosulfonato en el hoyo de 17 ½" ampliado a 20", e invertido en el resto de las fases.

Los problemas operacionales más comunes encontrados en la perforación de estos pozos fueron: a) constantes pérdidas de circulación y cortes de lodo por gas,

b) conatos y atascamiento de tubería, c) repasos, torques y arrastres, y d) problemas de partidura de la sarta. Las formaciones atravesadas por los pozos de Repsol fueron: Mesa, Las Piedras, Uchirito, Carapita, Capaya, Aloctono y Quiamare. Para conocer más al respecto de los resúmenes operacionales, formaciones atravesadas, profundidades de asentamiento, etc. ver apéndices del 8 al 11.

Los pozos que actualmente son de PDVSA se dividieron en someros (perforados por Creole y Mene Grande) y profundos. Los pozos someros son Cap-1, Cap-6, TAG-5I, TAG-6, TAG-7 y TAG-9S y se perforaron entre los años 1945 y 1960 por las operadoras mencionadas anteriormente.

En cuanto a los aspectos de la perforación se puede observar que sólo los pozos TAG-6, TAG-7 y TAG-9S poseen un diseño mecánico similar (13-3/8", 9-5/8" y 7"), como se ve en la Fig. 25b, pero TAG-6 y el TAG-9S no llegaron a emplear el revestidor de 7" por problemas operacionales que obligaron a abandonarlos. En cuanto al tipo de mecha y fluido de perforación estos pozos difieren bastantes de los de Repsol, debido a la tecnología existente en la época que fueron perforados, se usaron mechas tricónicas para todos los intervalos en vez de sólo en el superficial, y el fluido fue a base de agua y lignosulfonato. Las arenas cañoneadas fueron las superficiales desde 4200' hasta 7360' produciendo un promedio de 1100 BNPD.

En cuanto a los problemas más comunes encontrados durante la perforación están las constantes pérdidas de circulación, cortes del fluido de perforación por presencia de gas, pegas de tuberías y gran cantidad de repasos debido a los altos niveles de torques y arrastres. Algunas de las formaciones atravesadas por estos pozos son similares a las de Repsol (Mesa, Las Piedras, Uchirito, Carapita, Capaya) y otras son diferentes (Cucharó, Santa Inés, Sacacual y Capiricual). Esto se explica mejor en los apéndices del 12 al 17.

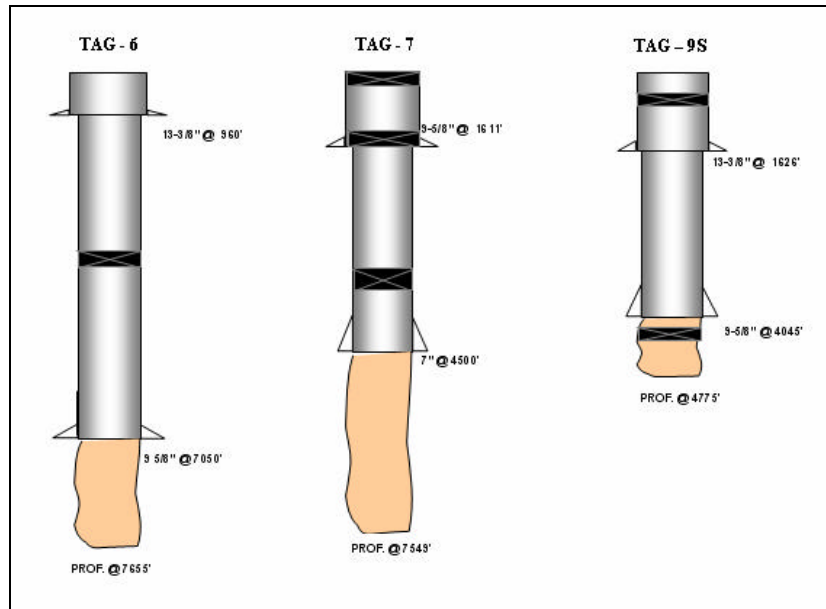


Fig. 25b.- Diseño mecánico de los pozos TAG-6, TAG-7 y TAG-9S

Los pozos profundos de PDVSA son TAG-11, TAG-16 y TACAT-2.26, los primeros dos son más nuevos que los someros, ya que fueron perforados entre los años 1988 y 2002, y el último es de la misma fecha que éstos (1955). La clasificación de los pozos TAG-11E y TAG-16 es Original: A-3B - A-2B, respectivamente. Con respecto a la perforación, los tres pozos son diferentes aunque el TAG-11E se le tenía planeado con dos camisas igual que el TAG-16, pero sólo se usó uno por problemas operacionales. El fluido de perforación usado en los pozos TAG-11E y TACAT 2-26 fue similar al de los pozos someros y el TAG-16 usó, a diferencia de ellos, uno a base de agua pero sólo para la etapa superficial y el resto fue 100% aceite mineral. Las mechas usadas fueron tricónicas y PDC (TAG-16).

Los problemas presentados durante la perforación se asemejan bastante a los presentados por los otros pozos (Constantes pérdidas de circulación, cortes de lodo por gas, conatos y pegas de tubería, repasos, torques y arrastres) además de problemas de partidura de la sarta, influjo de agua salada y “sidetracks”, en el caso del TAG-16. Las formaciones atravesadas por el TAG-11E y el TAG-16 son las mismas, pero con diferentes números de repeticiones y profundidades. Por otra parte, la estrategia del TACAT 2-26 es parecida, pero posee otras

formaciones como son Areo, La Pica y una que no pudo ser determinada. Ver Fig. 26. Para mayor información ver apéndices del 18 al 20.

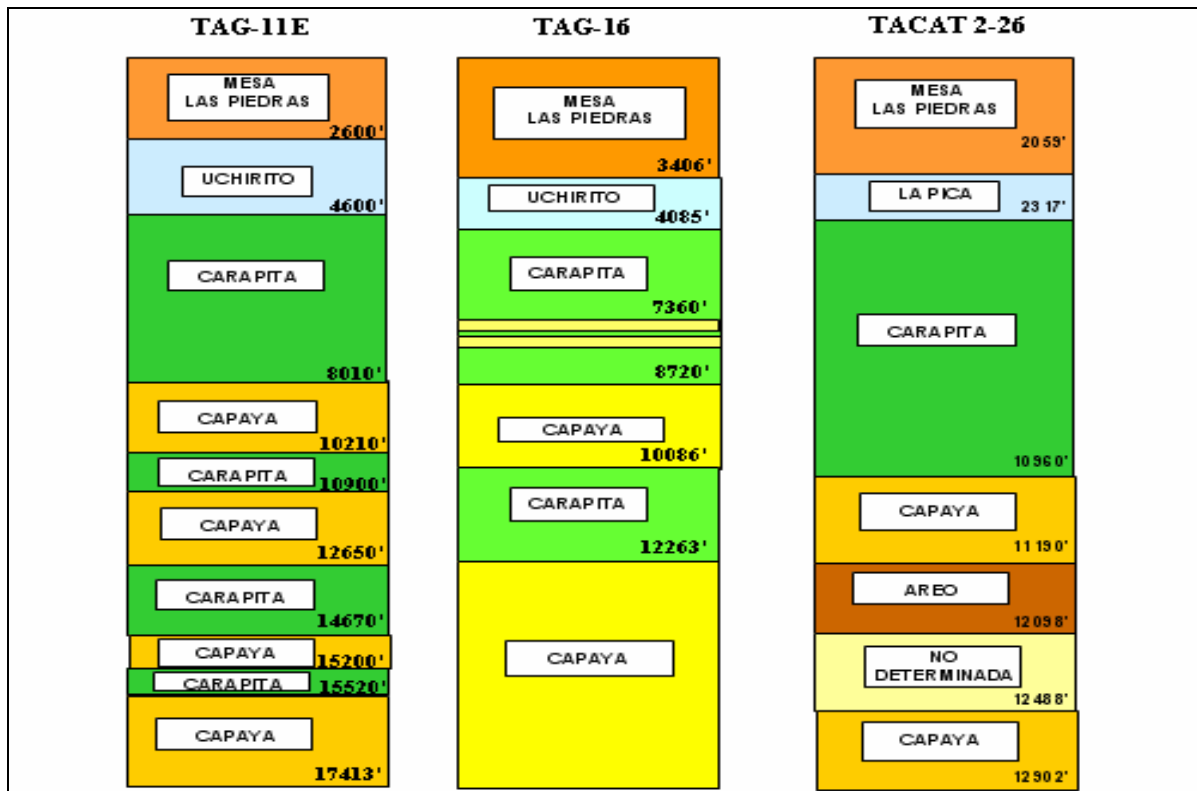


Fig. 26.- Comparación de la columna estratigráfica de los pozos TAG-11E, TAG-16 y TACAT 2-26

Usando el programa OFM se hizo un estudio rápido de los pozos vecinos analizando la parte de producción, tipo de fluido que están o estuvieron produciendo, volúmenes de producción, etc. Para estudiar la producción de los pozos se usaron gráficas sencillas y de tres ventanas, así como reportes. Con este pequeño estudio se pudo constatar la veracidad de la información buscada en las Carpetas de Pozos y DIMS, en otras palabras, se ve que ningún pozo produjo a excepción del TAG-51 y el TAG-12 (vale acotar que los pozos TAG-13, TAG-14, TAG-15 y TAG-16 no están cargados todavía en OFM, ya que su actualización es de mayo de 2002) lo que confirma las historias de los pozos leídas, ya que casi todos fueron abandonados por problemas operacionales y de rentabilidad.

Los pozos que se usaron para el estudio están presentes en la Fig. 27 donde aparecen todos los pozos de área (59 pozos). Posteriormente se le hizo un filtro para sólo trabajar con los pozos TAG y CAP, obteniendo como resultado del filtro 14 pozos, los cuales se ven en la Fig. 28.

Con la finalidad de saber cuáles pozos nos serían útiles, en cuanto a producción, se generaron unas gráficas de producción que son diarias, mensuales y acumuladas. Para el estudio con las gráficas sólo se pudo usar el pozo TAG-5 debido a que los otros pozos no produjeron, el TAG-12E tiene muy pocas fechas cargadas por ser nuevo (en el programa de OFM) así que su gráfica no es representativa y los otros pozos más recientes no han sido completados oficialmente, por lo cual todavía no se han cargado a OFM, ya que este programa es esencialmente un visualizador de la data de producción.

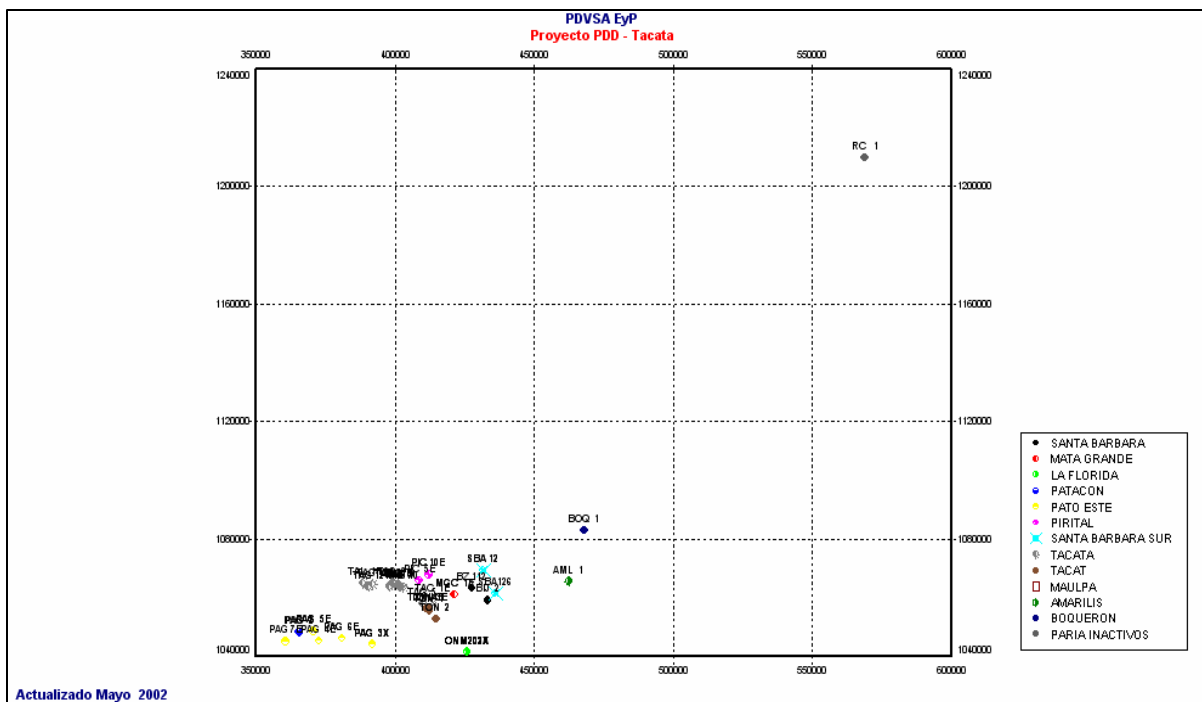


Fig. 27.- Mapa base de OFM del proyecto Tácata.

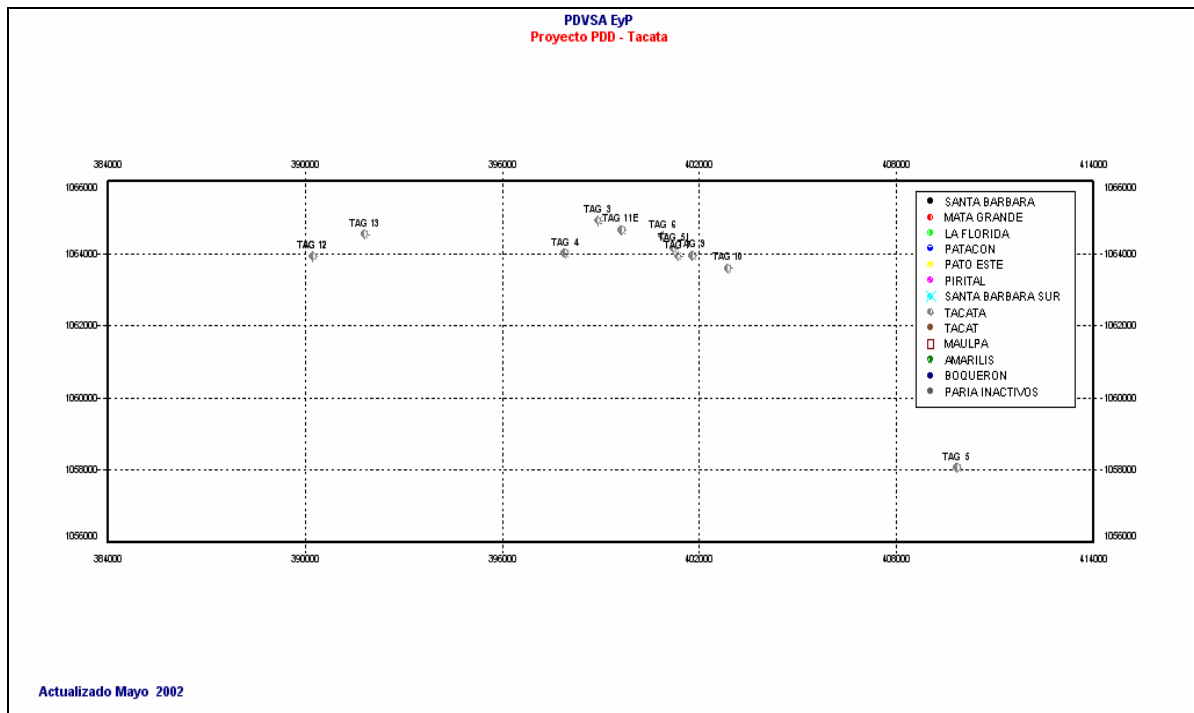


Fig. 28.- Mapa base de OFM del proyecto Tácata, luego del filtro.

Viendo la Fig. 29 del gráfico de tres ventanas de la producción diaria del TAG-5 podemos observar como la producción de hidrocarburos va disminuyendo hasta la fecha en que se cierra por baja rentabilidad y corte de agua. Esto se debió al hecho de que la producción fue en aumento y luego se estabilizó, pero en un nivel muy alto. En el gráfico sencillo de producción diaria y acumulada (Fig. 30 y 31, respectivamente) para este mismo pozo (TAG-5), se puede notar la diferencia volumétrica entre la producción de agua y petróleo, así como la tendencia similar de los hidrocarburos (gas y petróleo). En esta figura se ve que la producción de agua y petróleo difiere en un porcentaje muy grande. Mientras para el año 1967 se producían unos 1500 Bls/d de agua se producían 250 Bls/d de petróleo. En cuanto a la producción de hidrocarburos se ve que tanto la producción de gas como la de petróleo presentan la misma tendencia. Desde un principio decayendo, y en el año 1961 comienza a estabilizarse, pero después del año 1971 es prácticamente nula. Se puede ver esto de una manera más detallada en el apéndice 21 (muestra de la producción del TAG-5), 22 y 23 (ambos del TAG-12E).

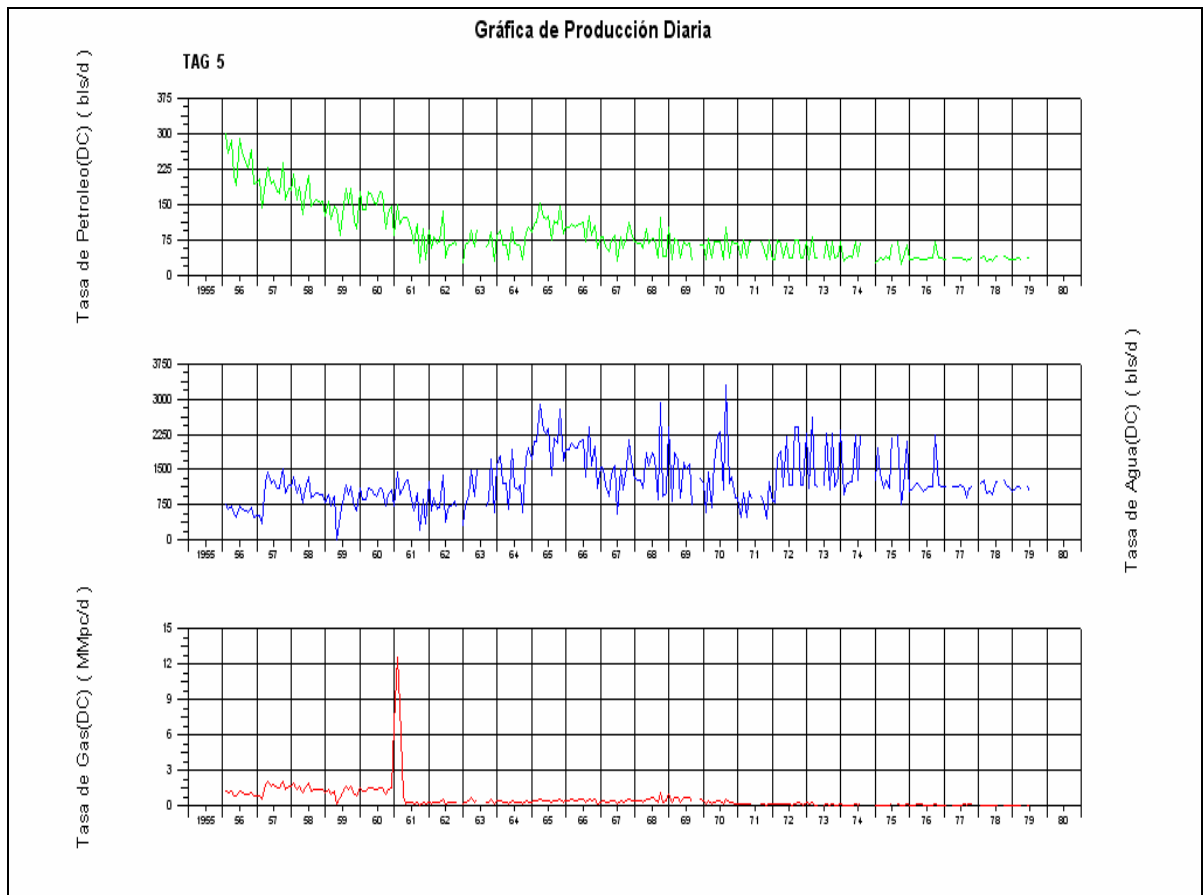


Fig. 29.- Gráfico de tres ventanas de la producción diaria del pozo TAG-5.

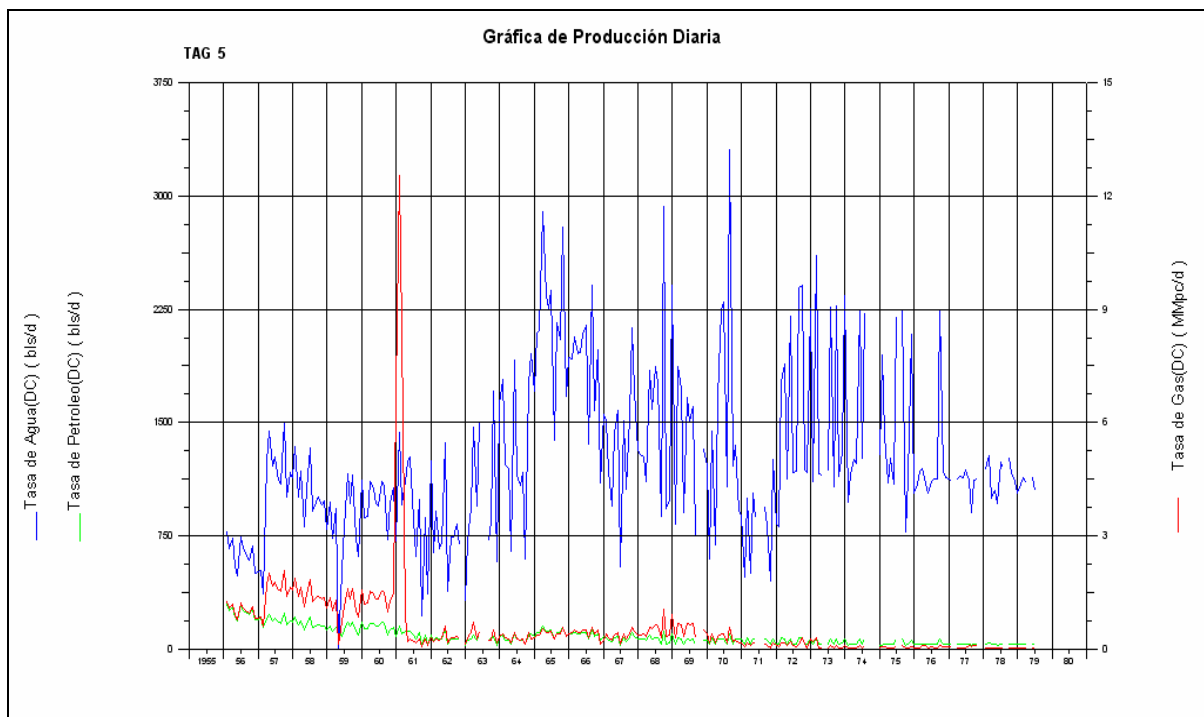


Fig. 30.- Gráfico sencillo de la producción diaria del pozo TAG-5.

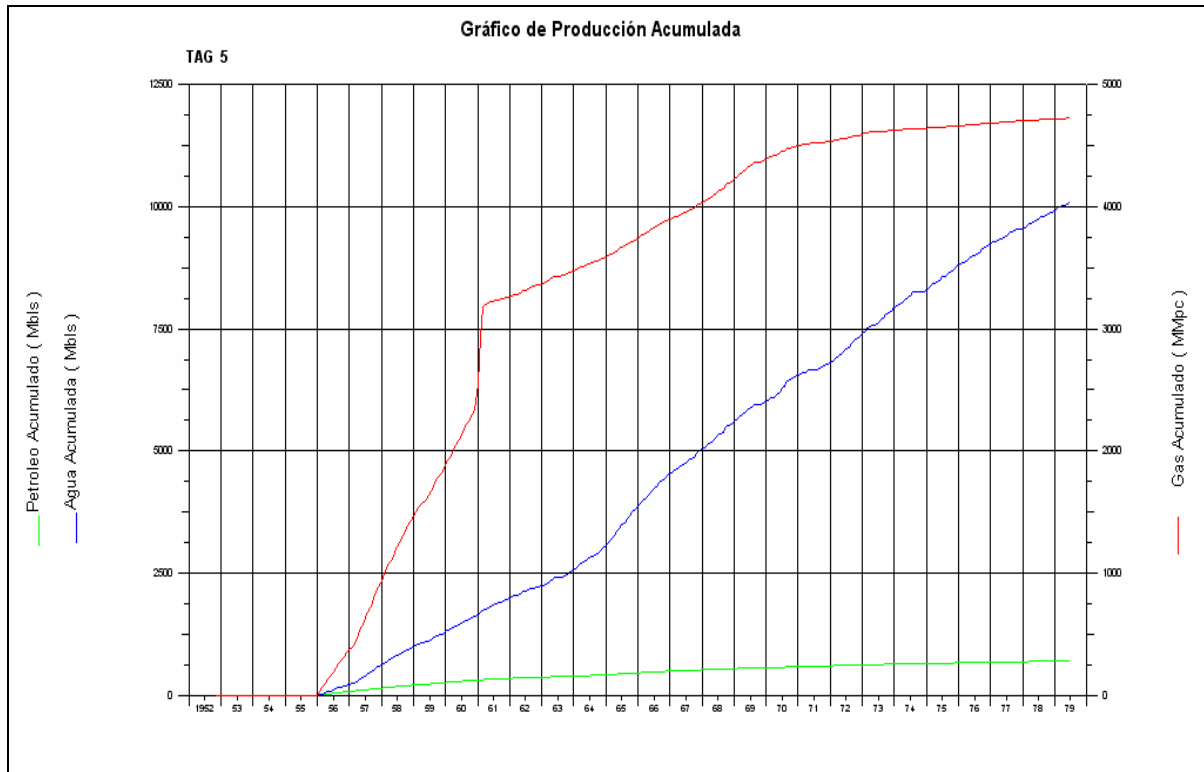


Fig. 31.- Gráfico sencillo de la producción acumulada del pozo TAG-5

La diferencia de la producción también se ve en los reportes de pruebas al pozo donde se observa que el pozo TAG-5 (Fig. 32) posee un porcentaje de 97% de agua y sedimentos, a diferencia del pozo TAG-12E en sus dos completaciones (Fig. 33 y 34 respectivamente) donde en la segunda de estas se obtiene el valor más alto, siendo de unos 23%.

Reporte de Pruebas al Pozo						
TAG0005 1-1						
PRUEBAS	Gravedad API de la Muestra	Agua y Sedimento Calculado	Presion en Cabezal del Pozo	Presion Linea de Flujo	Presion del Revestidor	Relacion Gas Petroleo
FECHA	API	fraccion	lpca	lpca	lpca	pc/bls
19771207	36.10	97.00	80.00	0.00	*	40.00
19870901	36.10	97.00	80.00	0.00	*	40.00
19981207	36.10	97.00	80.00	0.00	80.00	40.00

Fig. 32.- Reporte de Pruebas al pozo TAG-5

Reporte de Pruebas al Pozo						
TAG0012 1-1						
PRUEBAS	Gravedad API de la Muestra	Agua y Sedimento Calculado	Presion en Cabezal del Pozo	Presion Linea de Flujo	Presion del Revestidor	Relacion Gas Petroleo
FECHA	API	fraccion	lpca	lpca	lpca	pc/bls
19980801	40.40	*	5152.00	0.00	5152.00	1286.00
19990601	*	*	305.00	0.00	0.00	*
20000922	39.80	*	4721.00	0.00	0.00	*
20001010	41.30	4.00	4721.00	0.00	0.00	*
20001201	40.70	4.00	2340.00	990.00	*	*
20001201	*	*	*	*	*	1499.00
20010208	*	*	2235.00	980.00	*	*
20010208	39.60	*	*	*	*	*
20010208	*	*	*	*	*	1224.00
20010302	*	*	2155.00	970.00	*	*
20010302	39.60	*	*	*	*	*
20010302	*	*	*	*	*	1224.00
20010402	*	*	2155.00	970.00	*	*
20010402	39.60	*	*	*	*	*
20010402	*	*	*	*	*	1224.00
20010502	*	*	2155.00	970.00	*	*
20010502	39.60	*	*	*	*	*
20010502	*	*	*	*	*	1224.00
20010602	*	*	2155.00	970.00	*	*
20010701	*	*	*	*	*	*
20010801	*	*	*	*	*	1224.00
20020102	43.00	*	*	*	*	1236.00
20020312	*	*	*	*	*	1214.00
20020415	40.00	*	*	*	*	*
20020416	*	*	*	*	*	1214.00
20020515	40.00	*	*	*	*	1214.00

Fig. 33.- Reporte de Pruebas al pozo TAG-12 1-1

Reporte de Pruebas al Pozo						
TAG0012 1-2						
PRUEBAS	Gravedad API de la Muestra	Agua y Sedimento Calculado	Presion en Cabezal del Pozo	Presion Linea de Flujo	Presion del Revestidor	Relacion Gas Petroleo
FECHA	API	fraccion	lpca	lpca	lpca	pc/bls
19980801	36.00	*	1516.00	0.00	1516.00	996.00
19990401	33.10	*	*	*	*	*
20000115	42.01	*	*	*	*	*
20000423	40.13	*	*	*	*	*
20000724	42.59	7.00	*	*	*	*
20000820	42.59	7.00	5300.00	780.00	*	*
20000922	41.30	4.00	5300.00	780.00	*	1729.00
20001010	39.80	*	*	*	*	*
20001201	*	*	2340.00	990.00	*	*
20001201	39.20	*	*	*	*	*
20001201	*	*	*	*	*	1163.00
20010208	*	*	2235.00	980.00	*	*
20010208	46.70	16.00	*	*	*	*
20010208	*	*	*	*	*	2040.00
20010302	*	*	2155.00	970.00	*	*
20010302	51.00	23.00	*	*	*	*
20010302	*	*	*	*	*	1633.00
20010402	*	*	2155.00	970.00	*	*
20010402	51.00	23.00	*	*	*	*
20010402	*	*	*	*	*	1633.00
20010502	*	*	2155.00	970.00	*	*
20010502	51.00	23.00	*	*	*	*
20010502	*	*	*	*	*	1783.00
20010602	*	*	2155.00	970.00	*	*
20010701	*	23.00	*	*	*	*
20010801	*	*	*	*	*	1783.00
20020103	43.60	18.00	*	*	*	1870.00
20020302	43.00	18.00	*	*	*	*
20020312	*	*	*	*	*	1826.00
20020401	39.20	23.00	*	*	*	*
20020401	*	*	*	*	*	1870.00
20020415	40.00	18.00	*	*	*	*
20020416	*	*	*	*	*	1808.00
20020516	40.50	18.00	*	*	*	1697.00

Fig. 34.- Reporte de Pruebas al pozo TAG-12 1-2

Como podemos ver en las Fig. 32, 33 y 34 esta área posee un atractivo muy grande que es el grado de API de los fluidos que no bajan de 33° API, lo que le da un gran valor económico a toda esta zona. Además, sin ser menos importante, en esta época en que la nación y PDVSA, en conjunto, están visualizando con mucho más énfasis el negocio del gas, esta zona del Norte de Monagas es rica en yacimientos de gas libre y asociado. Esto podemos verlo con la Fig. 31, aunque no es un pozo netamente productor de gas si es un valor que llama la atención, ya que por ejemplo el pozo TAG-12 en su primera completación, a una profundidad de 14362 pies, la producción de gas y petróleo (3.000 BNPD y 4.000 MPC/d aproximadamente) es mayor que la del TAG-5 (para mayor información ver apéndice 21 y 22). Si nos vamos al TAG-16 las expectativas sobre este campo crecen considerablemente viendo que las pruebas arrojaron un producción diaria de un máximo de 34 MMPC/d de gas libre, aproximadamente unos 20 MMPC/d de gas asociado y un potencial de 15 MBNPD de petróleo (ver apéndice 24).

Ahora se analizará detalladamente los resultados del TAG-16, que fue el pozo de referencia por la similitud estratigráfica, cercanía y tecnología, como se mencionó en un principio. Entre los estudios que se hicieron al TAG-16 está la tasa de penetración por fase y por formación, el peso del fluido de perforación usado por profundidad, problemas operacionales, etc.

La tasa de penetración contra la formación se puede ver en la Fig. 35, corroborando el conocimiento que se tiene de estas formaciones y de la estratigrafía. Podemos ver que aun cuando las dos primeras son suaves (lutitas) la segunda, Uchirito, posee una mayor sobrecarga por estar más profunda y se perforó más rápido que la primera, ya que por ser la más superficial se fue con más cuidado para evitar algún tipo de problema, tomando en cuenta que es ahí, en Las Piedras, que están los acuíferos superficiales. En la figura de la tasa de penetración contra formación (Fig. 35) se ve que hay una repetición de Carapita y de Capaya. La primera aunque es más superficial, su tope está aproximadamente a unos 4100' (ver Fig. 26) su tasa de penetración fue menor porque en esta

formación tiene presente intracarapitas, lo que hace que esté sucia y con problemas de presiones que hay que tomar en cuenta. Las Capayas son las arenas productoras y se perforaron más lento, además la primera tiene presencia de gas y agua salada, y en la segunda se perforó bastante lento por el hecho de la sobre carga. Estos resultados se compaginan con los obtenidos al graficar la tasa de penetración por fase (Fig. 36) y al ver la Tabla 3 donde se observa, mediante el tipo de mecha usada para abrir el hoyo, qué fases se encuentran en cada formación. Para mayor información revisar el resumen del pozo en el apéndice 25.

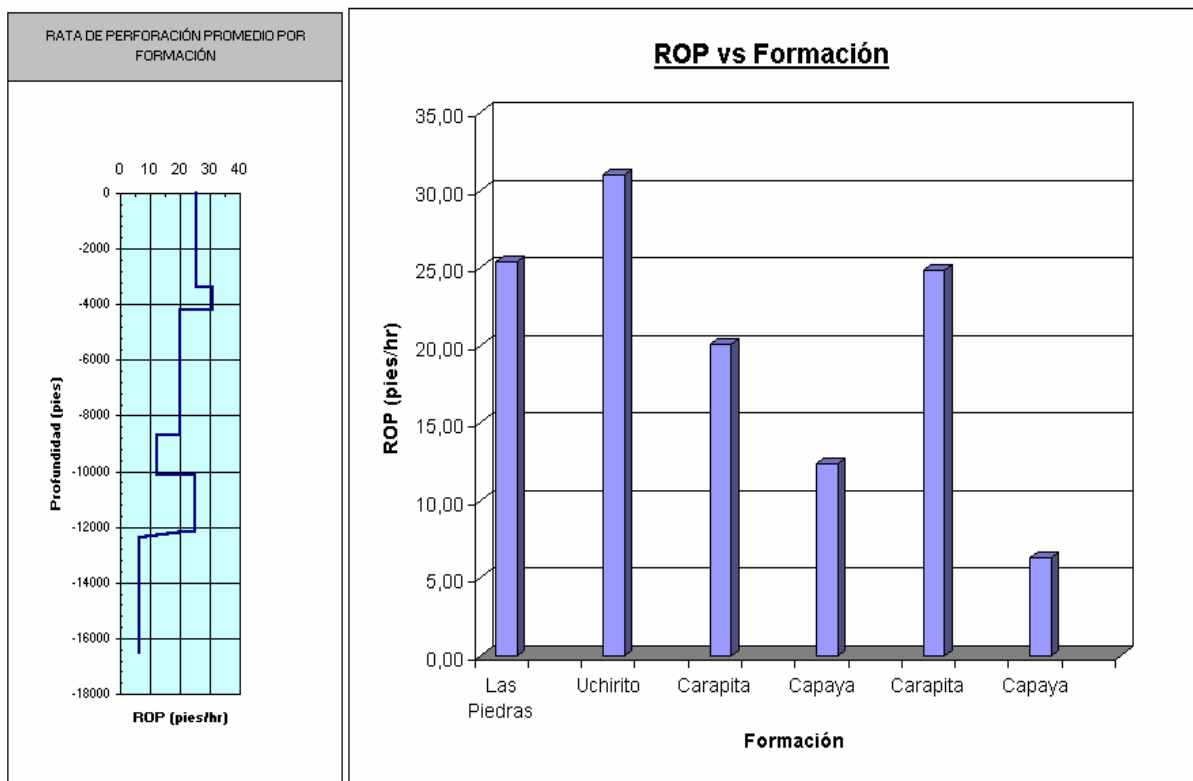


Fig. 35.- Tasa de penetración por formación del pozo TAG-16

Analizando la columna estratigráfica de la locación C, Fig. 37, y los gráficos de tasa de penetración contra formación (Fig. 35) se observa que en un inicio se va a perforar de manera más rápida ya que se encuentra las formaciones Mesa y Las Piedras las cuales son rocas menos consolidadas, luego se pasará por la formación Carapita que por estar más profunda se perforará un poco más lenta debido a que ésta posee unas intracarapitas (productoras en el pasado).

Posteriormente se pasarán por unas Capayas que son más consolidadas por lo cual se irá con más lentitud, además en las últimas Capayas se tomarán 240' de núcleo.

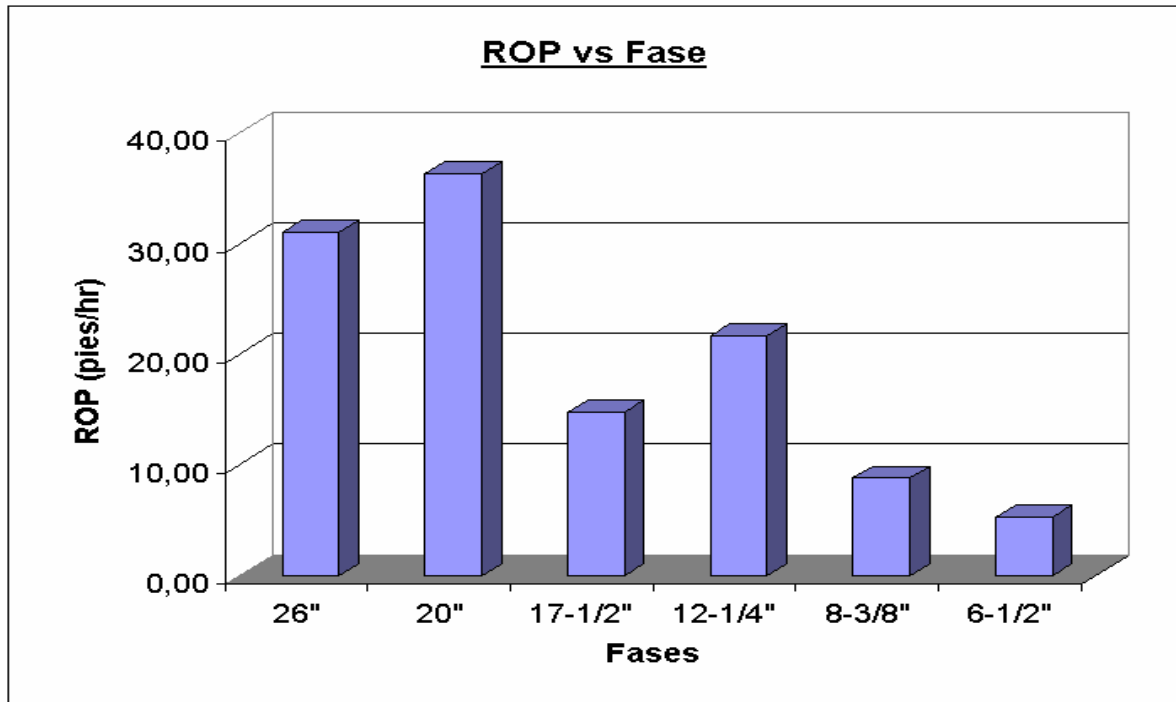


Fig. 36.- Tasa de penetración por fase del pozo TAG-16

Tabla 3b. Tabla de registro de mecha

REGISTRO DE MECHAS POR FORMACIONES									
No.	Diam.(pulg.)	Marca	Tipo	Prof. Ent.(pies)	Pies Perf.	Horas	ROP	ROP Prom.	Formación
1	26	DBS	S3SJ4	0	1532	84	18,24		
2	17-1/2	SMITH	XT1C	1532	2	0,5	4,00	25,34	Las Piedras
3	20	GEODIAMOND	QDS91 VPX	1534	1826	56	32,44	30,94	Uchirito
				3360	826	26,7	30,94		
				4186	3245	144	22,53		
4	14-1/2	SMITH	DSJC	7431	2	3	0,67	20,08	Carapita
5	17-1/2	GEODIAMOND	BC56VPX	7433	1275	72,3	17,63	12,35	Capaya
				8708	19	2,7	7,04		
6	12-1/4	SDBS	FM2665	8727	1403	79,4	17,67	24,80	Carapita
7				10130	1738	106,6	16,31		
15	8-3/8	SDBS	FM2745	11868	668	17,5	38,17	6,32	Capaya
				12280	100	5,02	19,92		
				12380	1183	96,48	12,26		
16	8-3/8	SDBS	FM28411	13563	992	142,5	6,96	6,32	Capaya
17				14555	315	55,5	5,68		
19	6-1/2	HCC	STR447G5	14874	286	62	4,61	6,32	Capaya
20			STR447	15160	102	60	1,70		
21		HYCALOG	DS66GJN	15262	538	73,5	7,32		
22				15800	700	123	5,69		

NOTA: 1) Los valores en rojos y cursivos no se tomaron en cuenta para el estudio

En cuanto al fluido utilizado en el pozo se tiene una tendencia normal hasta pasar los 7000' donde se nota, corroborado también por la Fig. 26, el paso por la formación Capaya la cual es una arena depletada, es decir de baja presión, en donde se esperaba según estudios de pozos vecinos, en este caso el TAG-11, una pérdida total del fluido de perforación. Por esa razón al entrar al tope de esta zona se asentó el revestidor de 16", luego se bajó el peso del fluido de perforación y se protegió esa zona bajando el revestidor de 13-3/8". En la fase siguiente se vuelve a incrementar, esto se ve con mayor detalle en el apéndice 25.

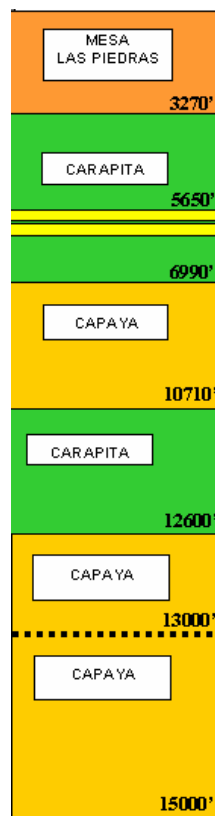


Fig. 37.- Columna estratigráfica de la Locación C

En la Fig. 38 y Fig. 39 se puede apreciar los resultados de las pruebas realizadas al pozo TAG-16, en las arenas Capaya F y Capaya K.

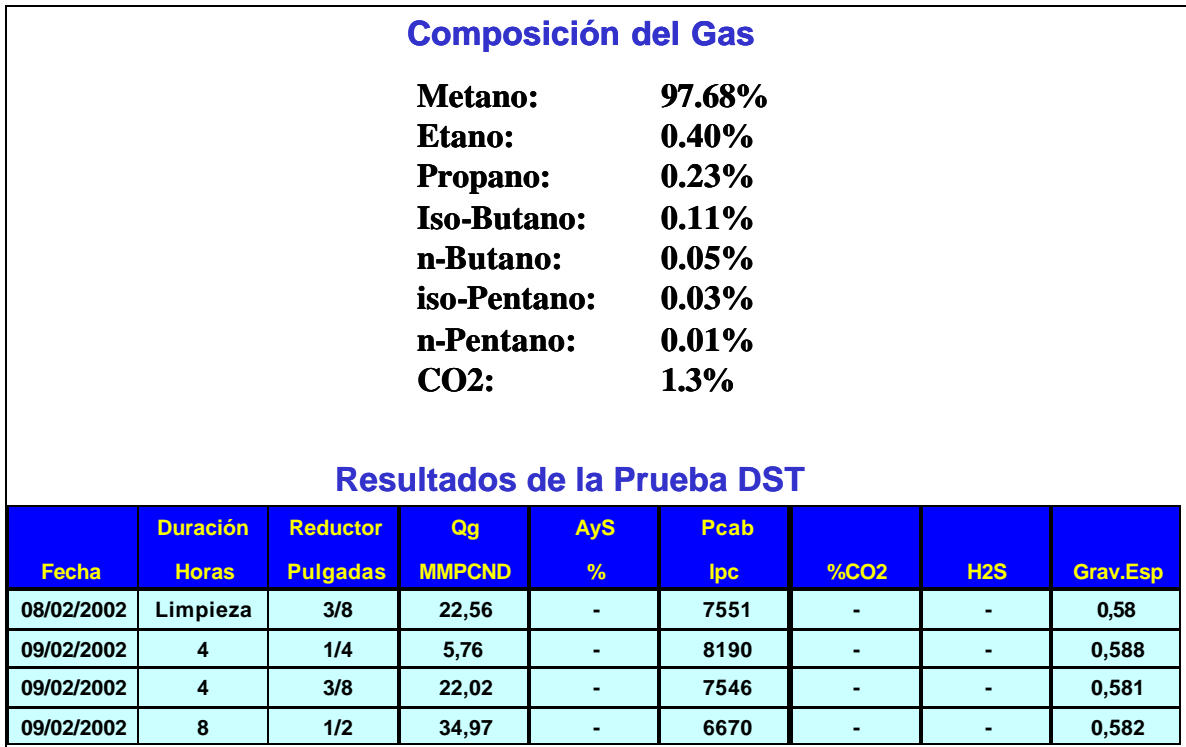


Fig. 38.- Pruebas realizadas al TAG-16, en la arena Capaya F (1).

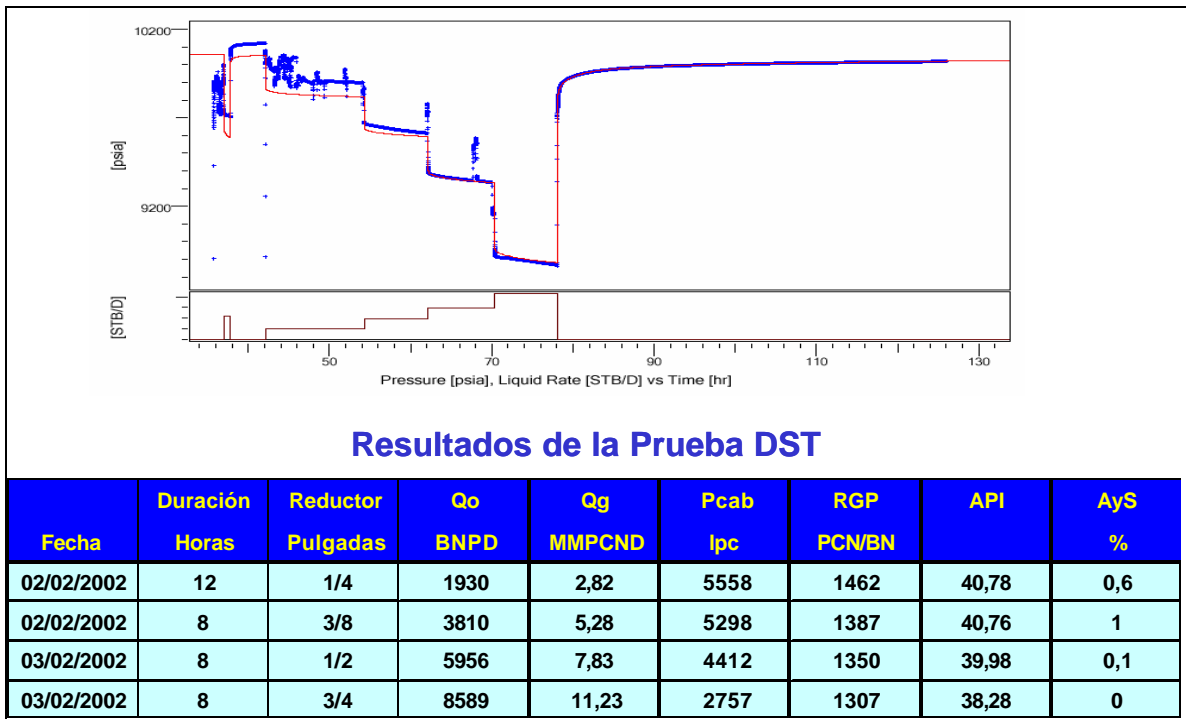


Fig. 39.- Pruebas realizadas al TAG-16, en la arena Capaya K (1).

Curvas de presión de poro y gradiente de fractura

El perfil de poro y de fractura fueron obtenidos al correr la aplicación Predict como se explicó anteriormente. Los resultados que se obtuvieron fueron corregidos con los RFT de los pozos vecinos y se obtuvo el siguiente resultado que se aprecia en la Fig. 40, ésta a su vez se adaptó al campo según la experiencia de los ingenieros de planificación, lo que se observa en la Fig. 41.

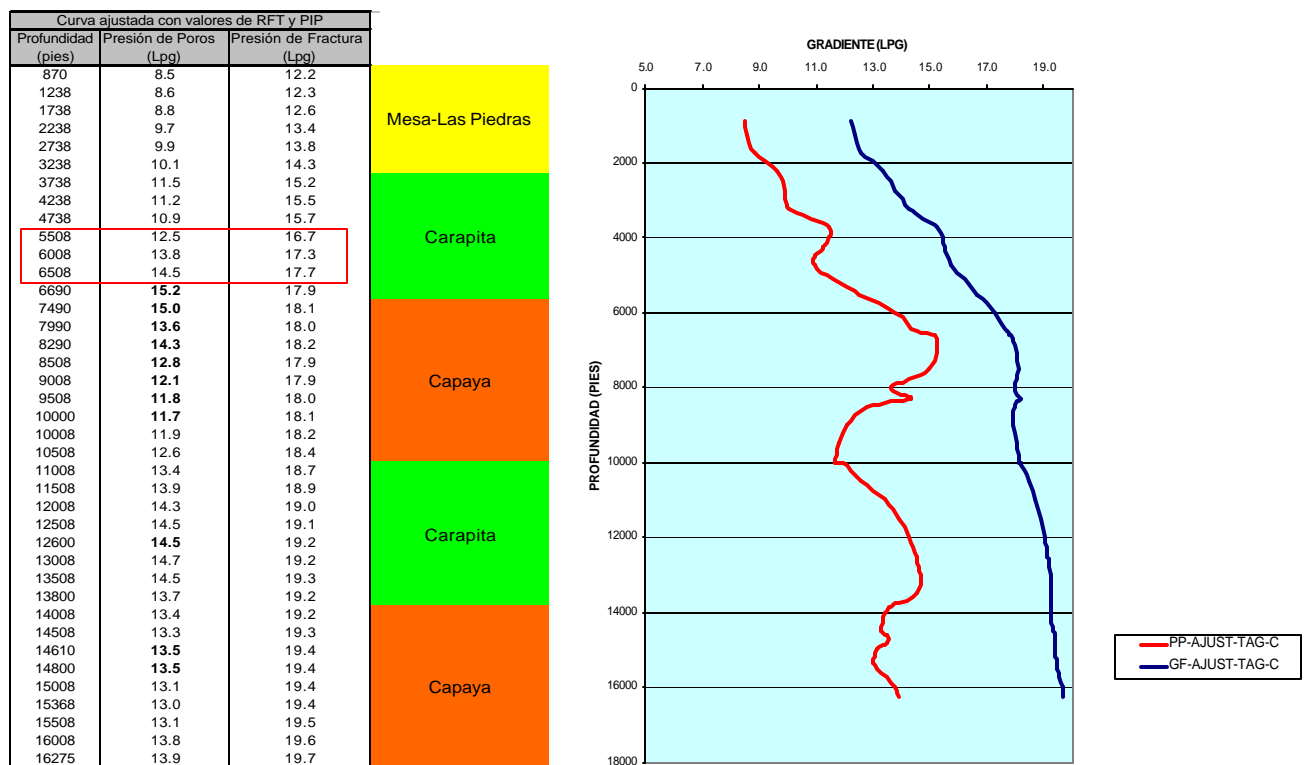


Fig. 40.- Resultados del Predict correlacionados con los RFT

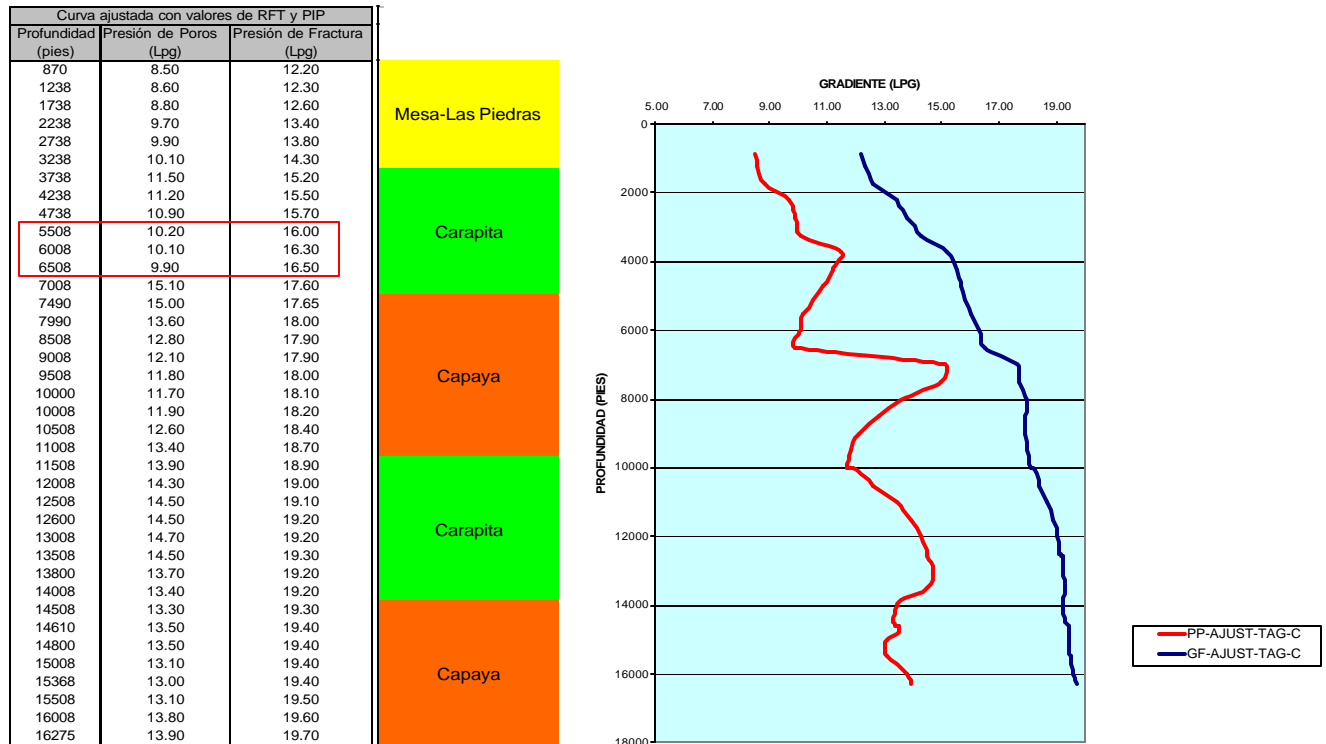


Fig. 41.- Resultados del Predict correlacionados con los RFT y corregida según el campo

Presión de fondo fluente de diseño y método de producción (análisis nodal)

Se corrieron dos simulaciones para el análisis nodal de la localización Tácata C, en la arena Capaya F y Capaya K. Estas simulaciones fueron realizadas por la UEY, específicamente por uno de los ingenieros de yacimiento asignados al proyecto.

El análisis nodal es requerido por el grupo de perforación y completación para corroborar que los requerimientos de la UNE, en cuanto a la producción del pozo, son satisfechos con el diseño propuesto. Además de ver la posibilidad de realizar trabajos de estimulación para disminuir el daño y aumentar la producción.

El estudio de la simulación se realizará por cada arena por separado, para un mejor entendimiento. En la Fig. 42 se muestra un esquema del diseño conceptual de la completación del pozo de la localización Tácata C, la cual fue utilizada para realizar el análisis.

Se realizaron tres tipos de sensibilidades, para tener una mejor visión de las posibles situaciones. Estas fueron: a) Diámetro de tubería variable, reductor fijo y daño cero, b) Diámetro de tubería fija, reductor variable y daño cero, y c) Diámetro de tubería fija, reductor fijo y daño variable.

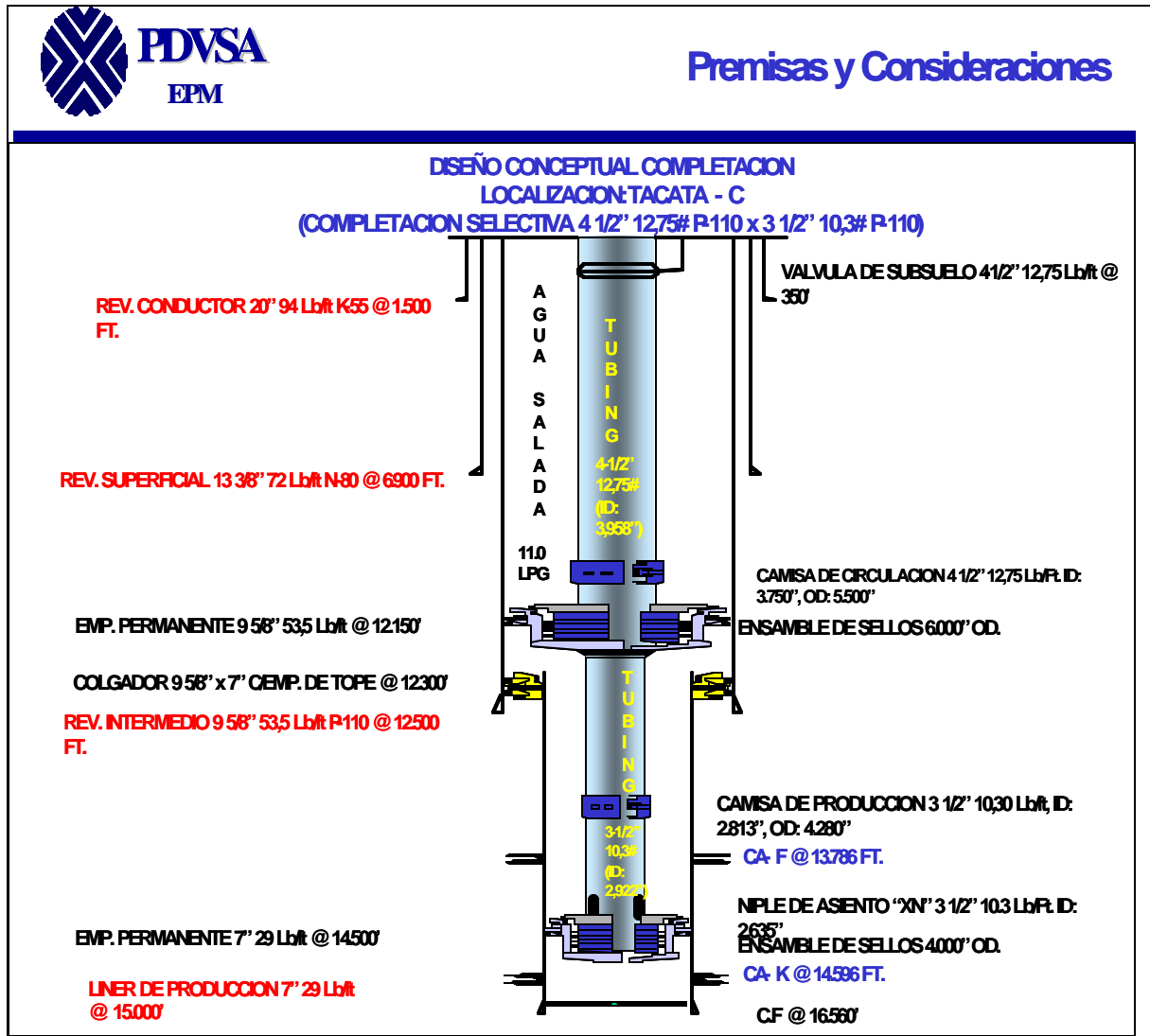


Fig. 42.- Esquema del diseño conceptual de la completación Tácata C. (1)

- **Capaya F:** Para llevar a cabo el análisis nodal en esta arena, se tomaron ciertas premisas y consideraciones:
 - Fluido esperado de similares características al producido por la arena CA-F en el pozo TAG-16 (Fig. 38).

- El tope de la arena CA-F en el pozo a perforar en la localización Tácata C se encontrará @ - 12754' (TVDSS), 13786' (MD).
- Presentará características petrofísicas similares a las observadas en el pozo TAG-16.
- Se encontrará un espesor de arena neta petrolífera de 50 pies.

En las sensibilidades los resultados a obtener son la tasa de gas, la presión de fondo fluyente, el diferencial de presión, el diferencial de tasa de gas entre un diámetro de tubería y otro, así como el porcentaje de variación del mismo. Esto últimos dos resultados son muy útiles, ya que expresan claramente el cambio presente al variar de tubería, ideal a la hora de tomar un decisión en la escogencia de la tubería.

En la Fig. 43 se aprecian los resultados gráficos de las sensibilidades con diámetros de tubería variable (3 ½", 4 ½" y 5 ½") y reductor fijo (1/2" y 1"), ambas con daño cero. A su vez, en la Tabla 4b y 5 se muestran de manera numérica los resultados.

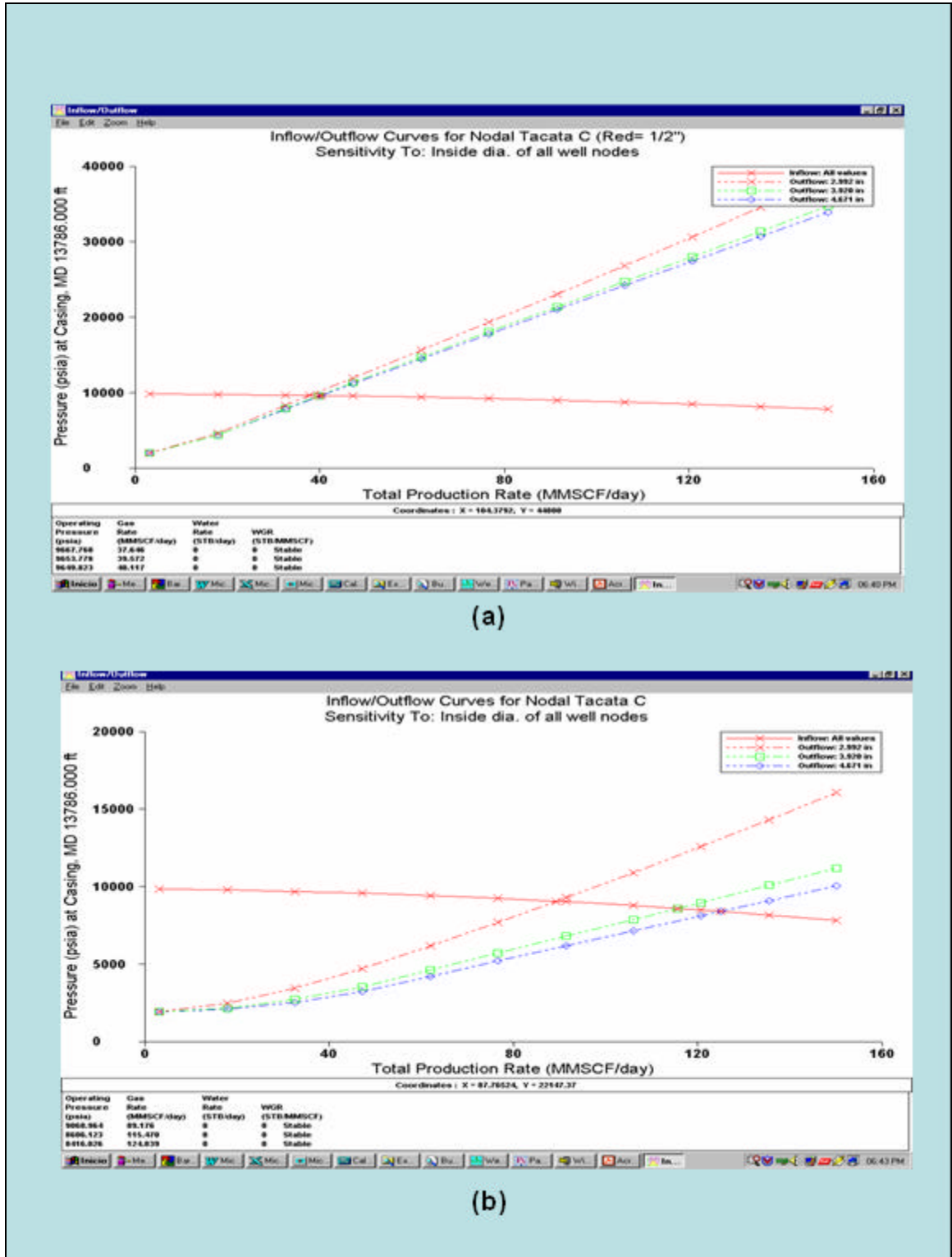


Fig. 43.- Gráficos de las sensibilidades con diámetro de tubería con: (a) reductor de 1/2" y (b) reductor de 1". Ambas para la arena Capaya F. (1)

Tabla 4b. Sensibilidades con diámetro de tubería variable, reductor de ½" y daño cero por la arena Capaya-F (1).

Diámetro Pulgadas	Qg MMPCND	Pwf lpc	DP lpc	DQg MMPCND	%Qg %
3 1/2	37,65	9668	167	-	
4 1/2	39,57	9654	181	1,92	5,1
5 1/2	40,11	9650	185	0,54	1,4

Tabla 5. Sensibilidades con diámetro de tubería variable, reductor de 1" y daño cero por la arena Capaya-F (1).

Diámetro Pulgadas	Qg MMPCND	Pwf lpc	DP lpc	DQg MMPCND	%Qg %
3 1/2	89,18	9069	766	-	
4 1/2	115,47	8606	1229	26,29	29,5
5 1/2	124,84	8416	1419	9,37	8,1

Los resultados gráficos de las sensibilidades con tubería fija, reductor variable y daño cero, así como la de tubería fija, reductor de ½" y daño variable, van de la Fig. 44 hasta la Fig. 46. Los resultados numéricos van de la Tabla 6 hasta la Tabla 11.

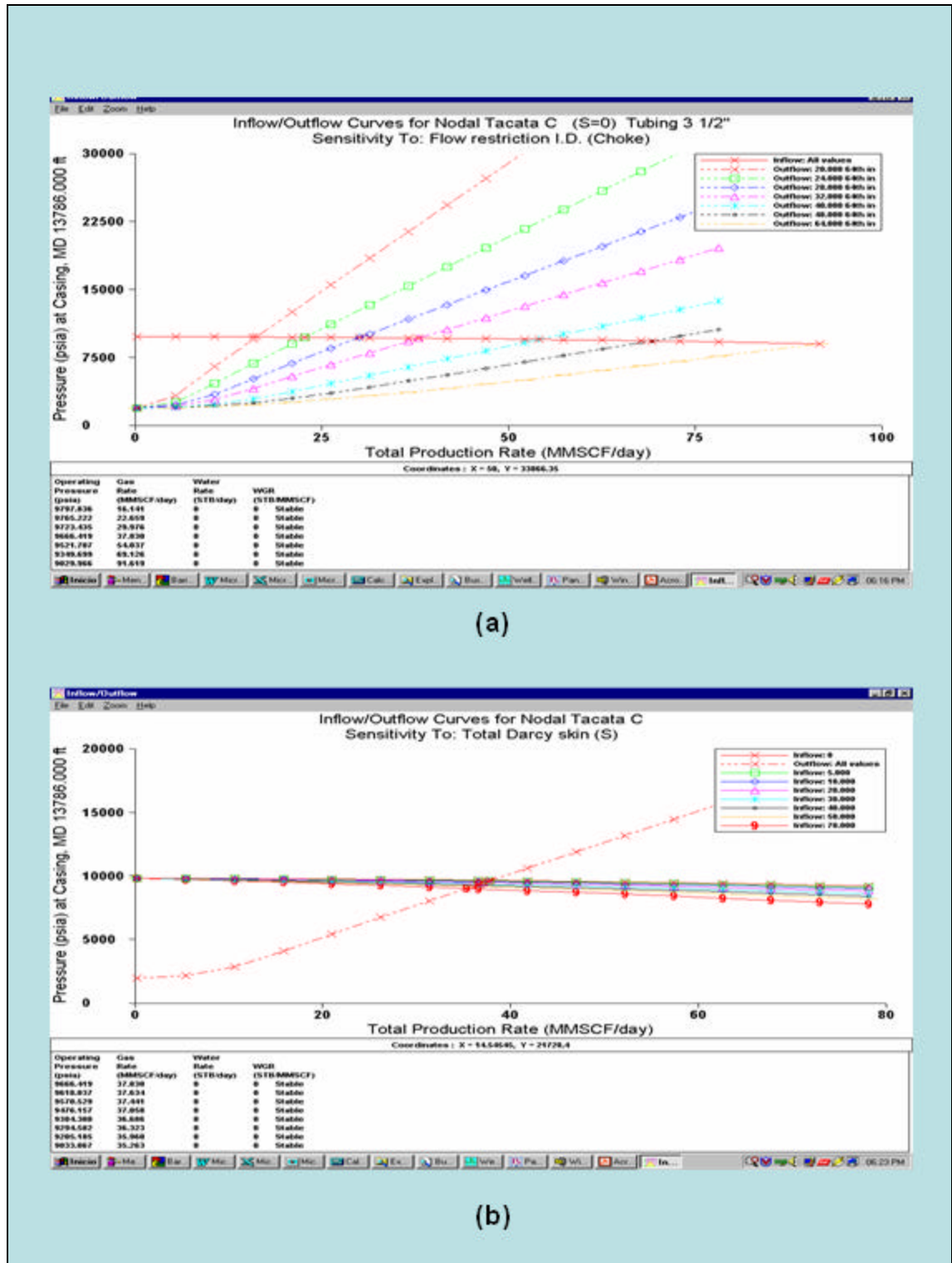


Fig. 44.- Gráficos de las sensibilidades con diámetro de tubería de 3 1/2" con: (a) reductor variable y daño cero y (b) reductor de 1/2" y daño variable. Ambas para la arena Capaya F. (1)

Tabla 6. - Sensibilidades con diámetro de tubería 3 ½”, reductor de variable y daño cero por la arena Capaya-F (1).

Diámetro Pulgadas	Qg MMPCND	Pwf lpc	DP lpc	DQg MMPCND	%Qg %
5/16	16,14	9798	37	-	
3/8	22,66	9765	70	6,52	40,4
7/16	29,98	9723	112	7,32	32,3
1/2	37,83	9667	168	7,85	26,2
5/8	54,04	9522	313	16,21	42,8
3/4	69,13	9350	485	15,09	27,9
1	91,62	9030	805	22,49	32,5

Tabla 7. - Sensibilidades con diámetro de tubería 3 ½”, reductor de ½” y daño variable por la arena Capaya-F (1).

Factor Daño	Qg MMPCND	Pwf lpc	DP lpc	DQg MMPCND	%Qg %
0	37,83	9667	168	-	
5	37,63	9618	217	-0,2	-0,5
10	37,44	9570	265	-0,19	-0,5
20	37,06	9476	359	-0,38	-1,0
30	36,69	9384	451	-0,37	-1,0
40	36,32	9294	541	-0,37	-1,0
50	35,96	9205	630	-0,36	-1,0
70	35,26	9033	802	-0,7	-1,9

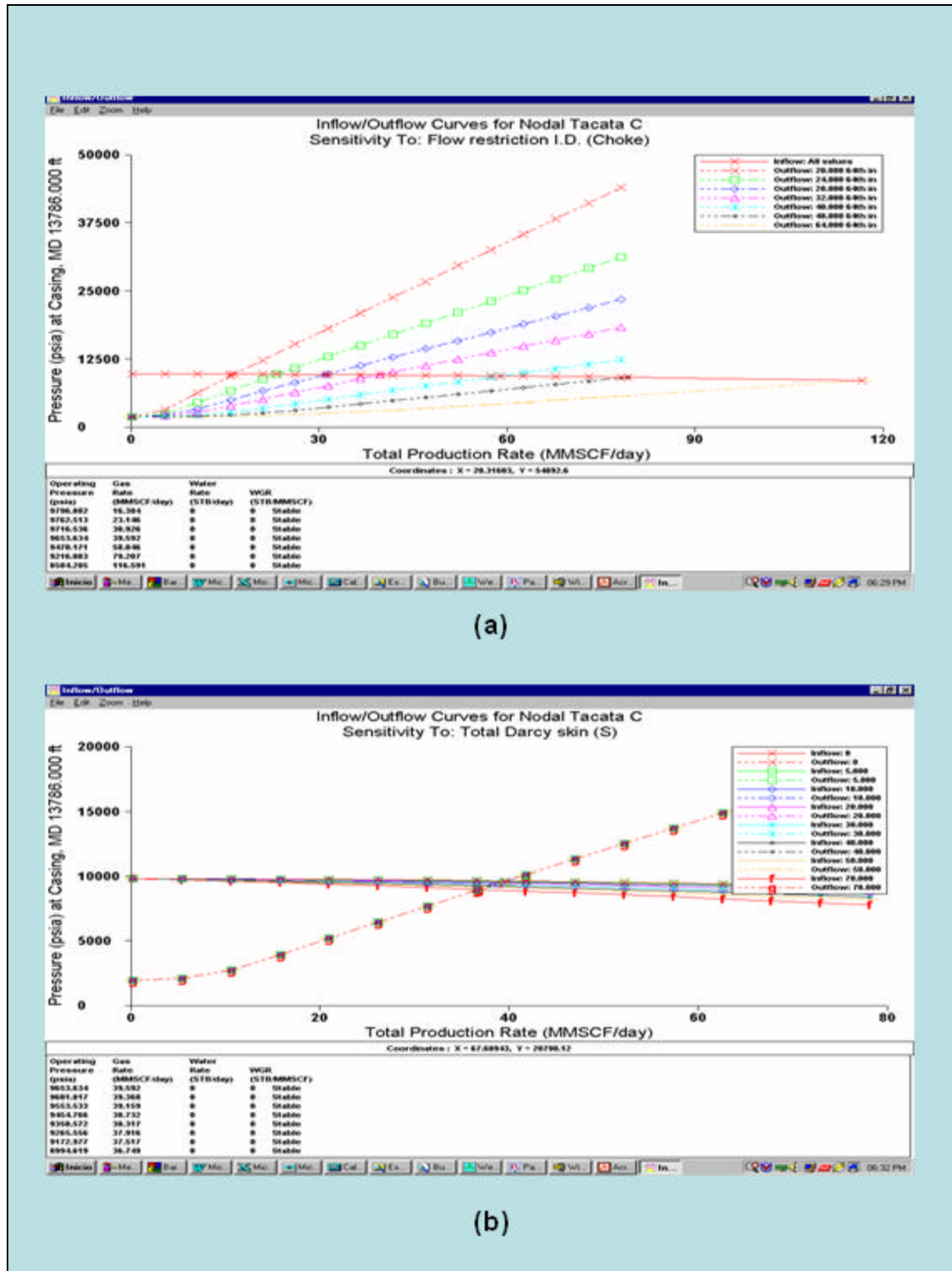


Fig. 45.- Gráficos de las sensibilidades con diámetro de tubería de 4 1/2" con: (a) reductor variable y daño cero y (b) reductor de 1/2" y daño variable. Ambas para la arena Capaya F. (1)

Tabla 8. - Sensibilidades con diámetro de tubería 4 ½”, reductor de variable y daño cero por la arena Capaya-F (1).

Diámetro Pulgadas	Qg MMPCND	Pwf lpc	DP lpc	DQg MMPCND	%Qg %
5/16	16,38	9796	39	-	
3/8	23,15	9762	73	6,77	41,3
7/16	30,93	9716	119	7,78	33,6
1/2	39,59	9653	182	8,66	28,0
5/8	58,85	9470	365	19,26	48,6
3/4	79,21	9216	619	20,36	34,6
1	116,59	8584	1251	37,38	47,2

Tabla 9. - Sensibilidades con diámetro de tubería 4 ½”, reductor de ½” y daño variable por la arena Capaya-F (1).

Factor Daño	Qg MMPCND	Pwf lpc	DP lpc	DQg MMPCND	%Qg %
0	39,59	9653	182	-	
5	39,37	9601	234	-0,22	-0,6
10	39,16	9553	282	-0,21	-0,5
20	38,73	9454	381	-0,43	-1,1
30	38,32	9358	477	-0,41	-1,1
40	37,92	9265	570	-0,4	-1,0
50	37,52	9172	663	-0,4	-1,1
70	36,75	8994	841	-0,77	-2,1

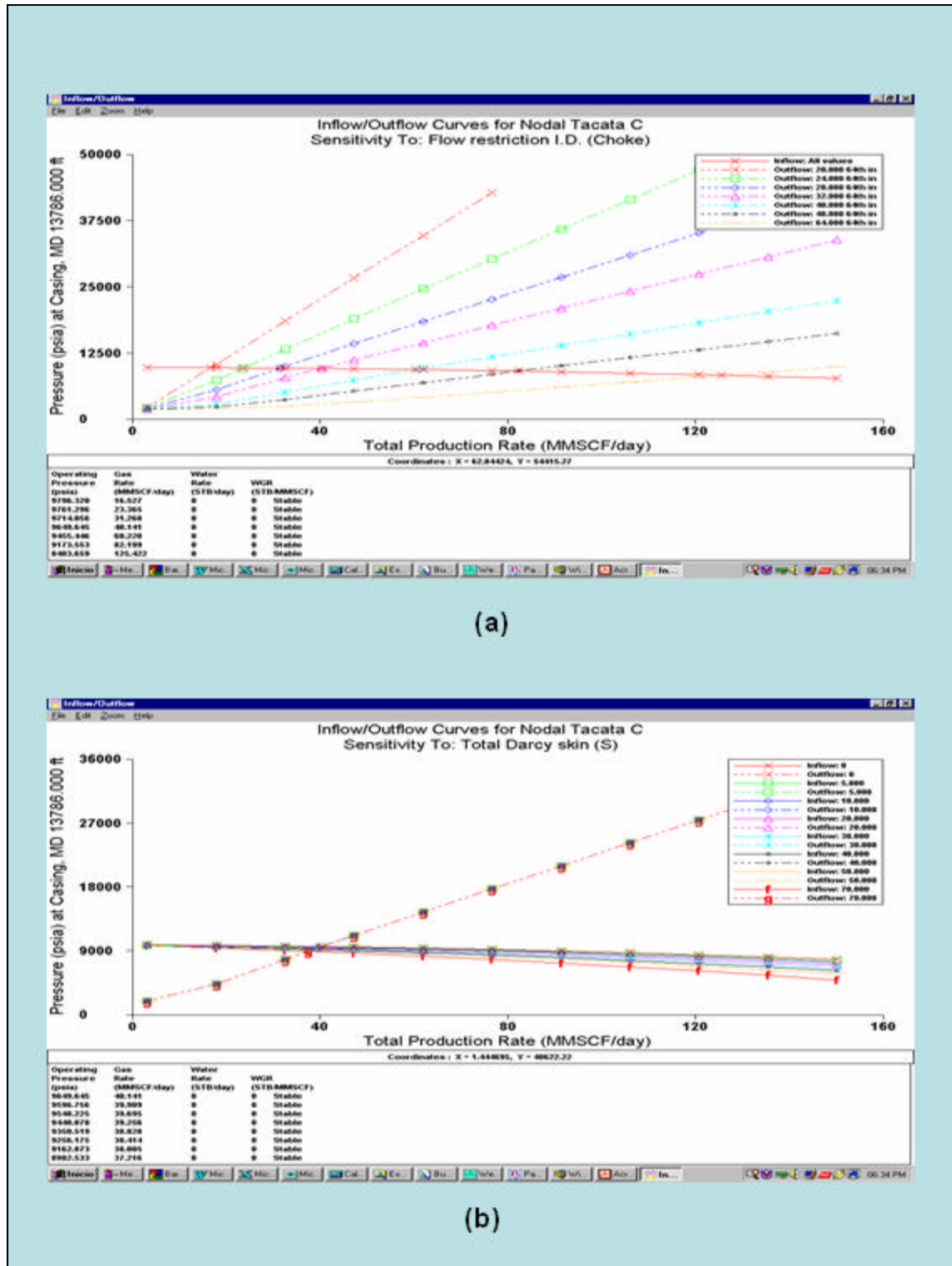


Fig. 46.- Gráficos de las sensibilidades con diámetro de tubería de 5 1/2" con: (a) reductor variable y daño cero y (b) reductor de 1/2" y daño variable. Ambas para la arena Capaya F. (1)

Tabla 10.- Sensibilidades con diámetro de tubería 5 ½", reductor de variable y daño cero por la arena Capaya-F (1).

Diámetro Pulgadas	Qg MMPCND	Pwf lpc	DP lpc	DQg MMPCND	%Qg %
5/16	16,53	9796	39	-	
3/8	23,37	9761	74	6,84	41,4
7/16	31,27	9714	121	7,9	33,8
1/2	40,14	9649	186	8,87	28,4
5/8	60,22	9455	380	20,08	50,0
3/4	82,19	9173	662	21,97	36,5
1	125,42	8403	1432	43,23	52,6

Tabla 11.- Sensibilidades con diámetro de tubería 5 ½", reductor de ½" y daño variable por la arena Capaya-F (1).

Factor Daño	Qg MMPCND	Pwf lpc	DP lpc	DQg MMPCND	%Qg %
0	40,14	9649	186	-	
5	39,91	9596	239	-0,23	-0,6
10	39,69	9548	287	-0,22	-0,6
20	39,25	9448	387	-0,44	-1,1
30	38,82	9350	485	-0,43	-1,1
40	38,41	9256	579	-0,41	-1,1
50	38,01	9162	673	-0,4	-1,0
70	37,21	8982	853	-0,8	-2,1

- **Capaya K:** Para llevar a cabo el análisis nodal en esta arena, se tomaron ciertas premisas y consideraciones:
 - Fluido esperado de similares características al producido por la arena CA-K en el pozo TAG-16 (Fig. 39).
 - El tope de la arena CA-K en el pozo a perforar en la localización Tácata C se encontrará @ - 13564' (TVDSS), 14596' (MD).
 - Presentará características petrofísicas similares a las observadas en el pozo TAG-16.
 - Se encontrará un espesor de arena neta petrolífera de 56 pies.

En las sensibilidades los resultados a obtener son la tasa de petróleo y gas, la presión de fondo fluyente, el diferencial de presión, el diferencial de tasa de petróleo entre un diámetro de tubería y otro, así como el porcentaje de variación de mismo. Esto últimos dos resultados son muy útiles, ya que expresan claramente el cambio presente al variar de tubería, ideal a la hora de tomar un decisión en la escogencia de la tubería.

En la Fig. 47 se aprecian los resultados gráficos de las sensibilidades con diámetros de tubería variable (3 ½", 4 ½" y 5 ½") y reductor fijo (1/2" y 1"), ambas con daño cero. A su vez, en la Tabla 12 y 13 se muestran de manera numérica los resultados.

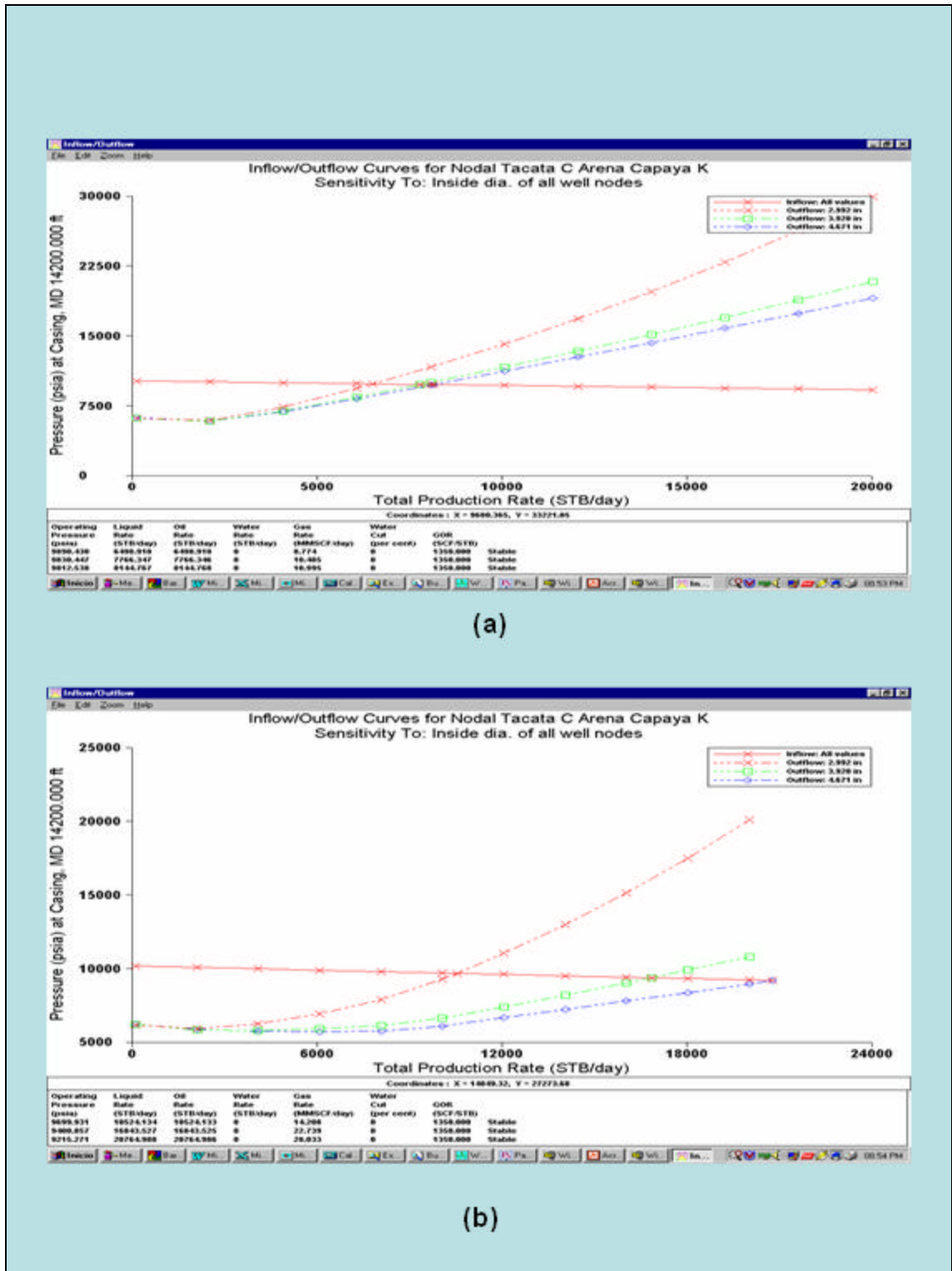


Fig. 47.- Gráficos de las sensibilidades con diámetro de tubería con: (a) reductor de 1/2" y (b) reductor de 1". A mbas para la arena Capaya K. (1)

Tabla 12.- Sensibilidades con diámetro de tubería variable, reductor de ½" y daño cero por la arena Capaya-K (1).

Diámetro Pulgadas	Qo BNPD	Qg MMPCND	Pwf lpc	DP lpc	D Qo BNPD	%Qo %
3 1/2	6499	8,77	9890	308	-	
4 1/2	7766	10,48	9830	368	1267	19,5
5 1/2	8145	10,99	9812	386	379	4,9

Tabla 13.- Sensibilidades con diámetro de tubería variable, reductor de 1" y daño cero por la arena Capaya-K (1).

Diámetro Pulgadas	Qo BNPD	Qg MMPCND	Pwf lpc	DP lpc	D Qo BNPD	%Qo %
3 1/2	10524	14,21	9699	499	-	
4 1/2	16843	22,74	9400	798	6319	60,0
5 1/2	20764	28,03	9215	983	3921	23,3

Los resultados gráficos de las sensibilidades con tubería fija, reductor variable y daño cero, así como la de tubería fija, reductor de 1" y daño variable, van de la Fig. 48 hasta la Fig. 50. Los resultados numéricos van de la Tabla 14 hasta la Tabla 19.

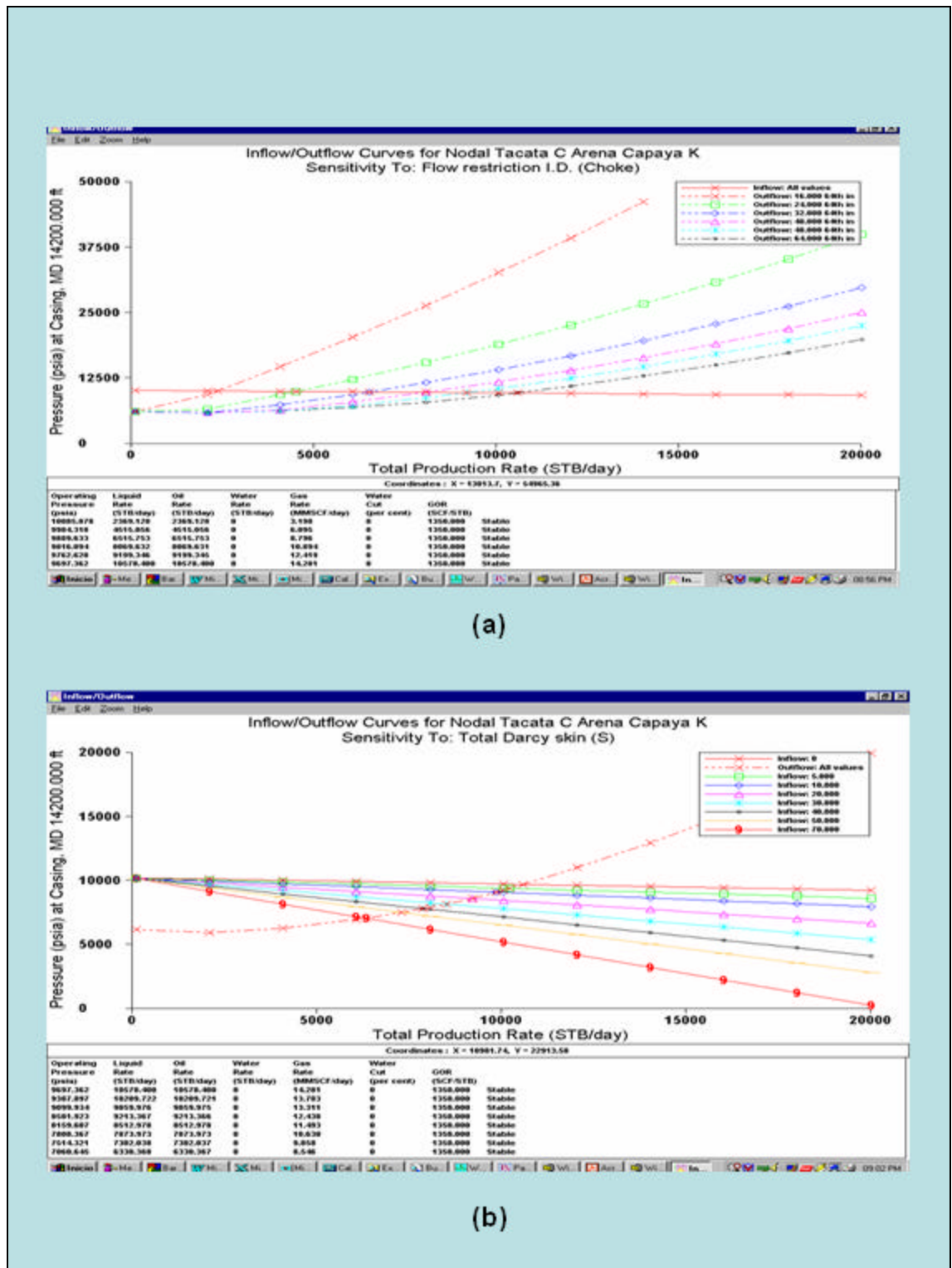


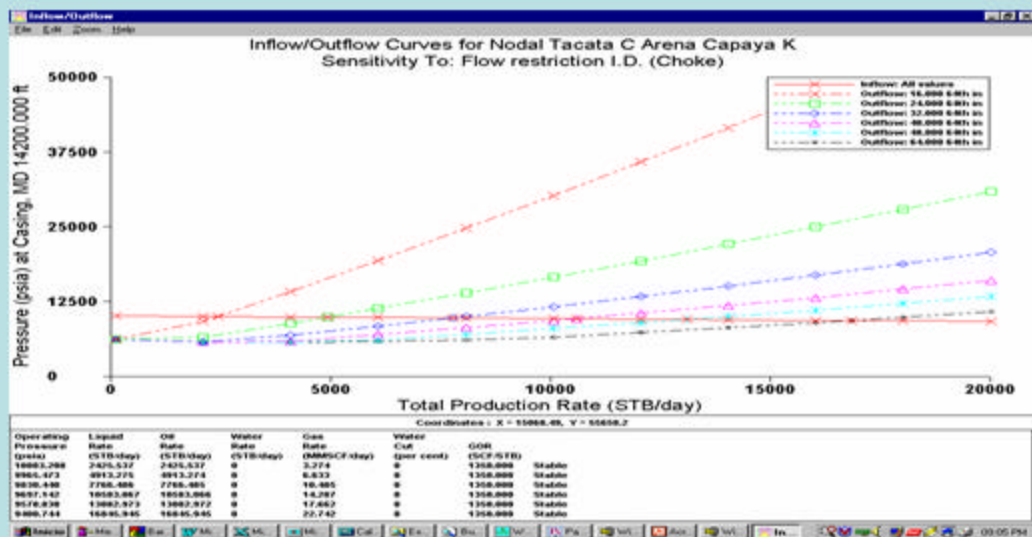
Fig. 48.- Gráficos de las sensibilidades con diámetro de tubería de 3 1/2" con: (a) reductor variable y daño cero y (b) reductor de 1" y daño variable. Ambas para la arena Capaya K. (1)

Tabla 14.- Sensibilidades con diámetro de tubería 3 ½", reductor de variable y daño cero por la arena Capaya-K (1).

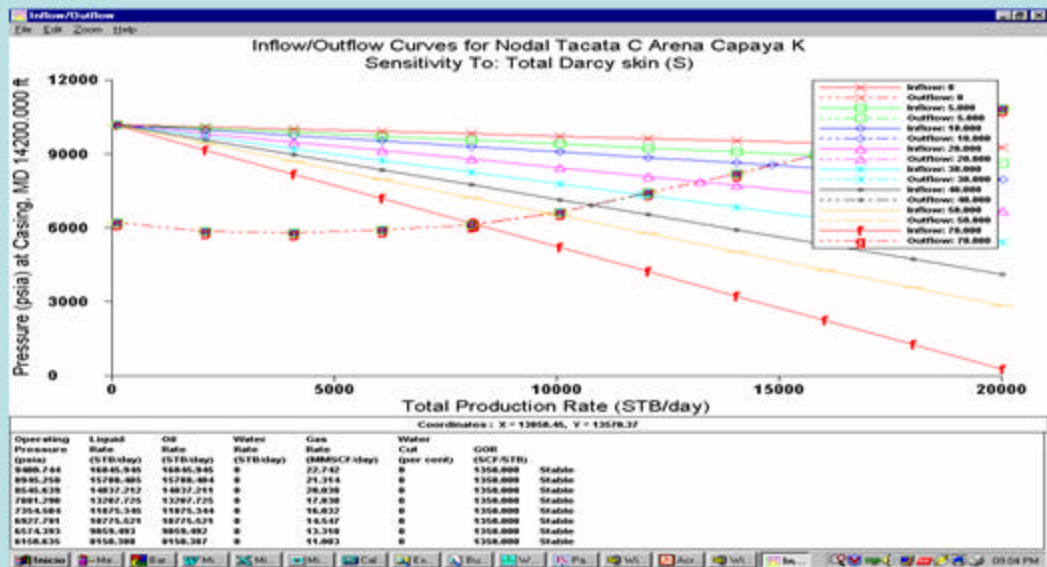
Diámetro Pulgadas	Qo BNPD	Qg MMPCND	Pwf lpc	DP lpc	D Qo BNPD	%Qo %
1/4	2369	3,19	10085	113	-	
3/8	4515	6,09	9984	214	2146	90,6
1/2	6515	8,79	9889	309	2000	44,3
5/8	8069	10,89	9816	382	1554	23,9
3/4	9199	12,42	9762	436	1130	14,0
1	10578	14,28	9697	501	1379	15,0

Tabla 15.- Sensibilidades con diámetro de tubería 3 ½", reductor de 1" y daño variable por la arena Capaya-K (1).

Factor Daño	Qo BNPD	Qg MMPCND	Pwf lpc	DP lpc	D Qo BNPD	%Qo %
0	10578	14,28	9697	501	-	
5	10209	13,78	9387	811	-369	-3,5
10	9859	13,31	9099	1099	-350	-3,4
20	9213	12,44	8581	1617	-646	-6,6
30	8513	11,49	8159	2039	-700	-7,6
40	7874	10,63	7808	2390	-639	-7,5
50	7302	9,85	7514	2684	-572	-7,3
70	6330	8,55	7060	3138	-972	-13,3



(a)



(b)

Fig. 49.- Gráficos de las sensibilidades con diámetro de tubería de 4 1/2" con: (a) reductor variable y daño cero y (b) reductor de 1" y daño variable. Ambas para la arena Capaya K. (1)

Tabla 16.- Sensibilidades con diámetro de tubería 4 ½”, reductor de variable y daño cero por la arena Capaya-K (1).

Diámetro Pulgadas	Qo BNPD	Qg MMPCND	Pwf lpc	DP lpc	D Qo BNPD	%Qo %
1/4	2425	3,27	10083	115	-	
3/8	4913	6,63	9965	233	2488	102,6
1/2	7766	10,48	9830	368	2853	58,1
5/8	10583	14,28	9697	501	2817	36,3
3/4	13082	17,66	9578	620	2499	23,6
1	16845	22,74	9400	798	3763	28,8

Tabla 17.- Sensibilidades con diámetro de tubería 4 ½”, reductor de 1” y daño variable por la arena Capaya-K (1).

Factor Daño	Qo BNPD	Qg MMPCND	Pwf lpc	DP lpc	D Qo BNPD	%Qo %
0	16845	22,74	9400	798	-	
5	15788	21,31	8945	1253	-1057	-6,3
10	14837	20,03	8545	1653	-951	-6,0
20	13207	17,83	7881	2317	-1630	-11,0
30	11875	16,03	7354	2844	-1332	-10,1
40	10775	14,54	6927	3271	-1100	-9,3
50	9859	13,31	6574	3624	-916	-8,5
70	8150	11,01	6158	4040	-1709	-17,3

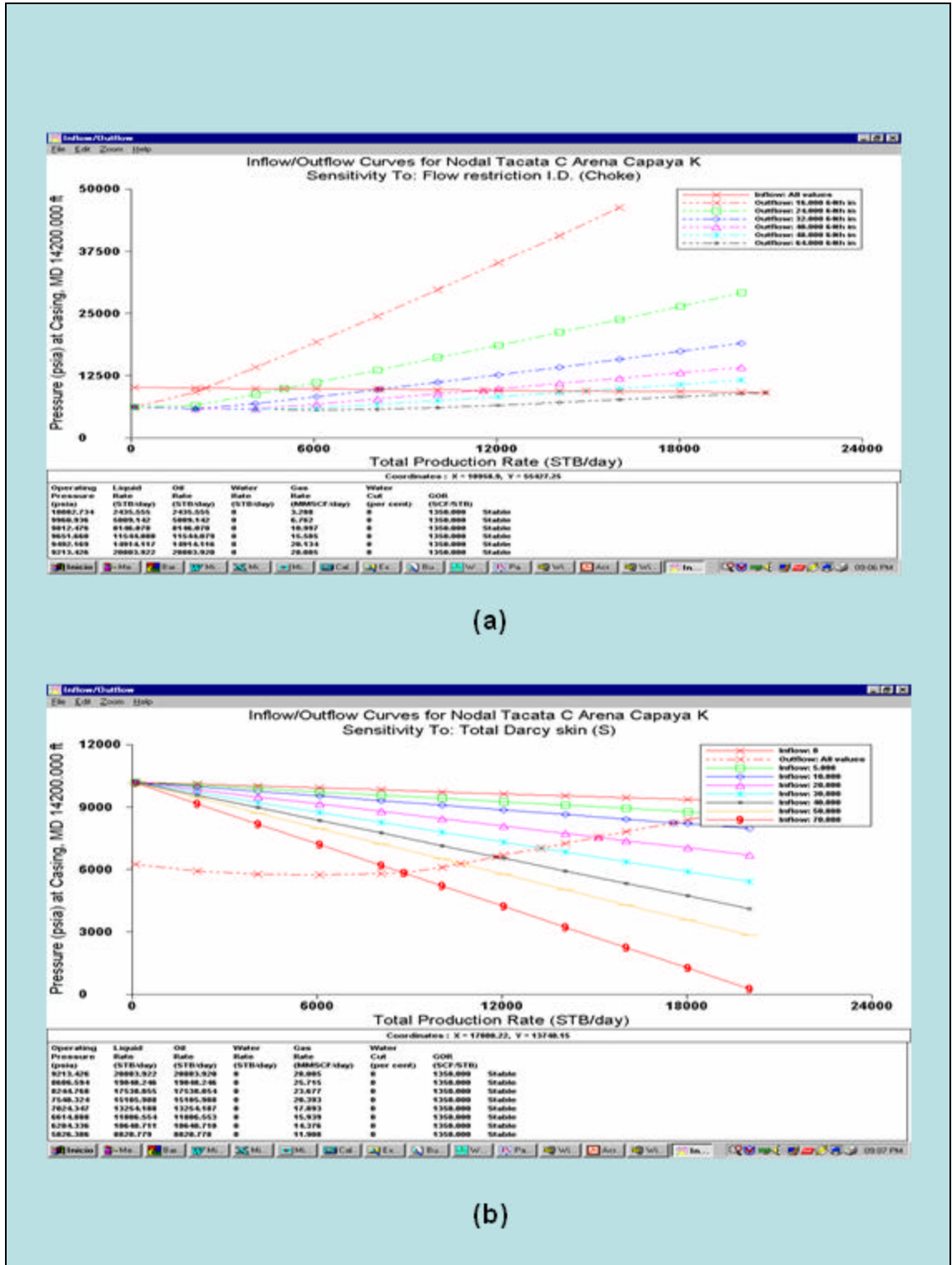


Fig. 50.- Gráficos de las sensibilidades con diámetro de tubería de 5 1/2" con: (a) reductor variable y daño cero y (b) reductor de 1" y daño variable. Ambas para la arena Capaya K. (1)

Tabla 18.- Sensibilidades con diámetro de tubería 5 ½”, reductor de variable y daño cero por la arena Capaya-K (1).

Diámetro Pulgadas	Qo BNPD	Qg MMPCND	Pwf lpc	DP lpc	D Qo BNPD	%Qo %
1/4	2436	3,28	10082	116	-	
3/8	5009	6,76	9960	238	2573	105,6
1/2	8146	10,99	9812	386	3137	62,6
5/8	11544	15,58	9651	547	3398	41,7
3/4	14914	20,13	9492	706	3370	29,2
1	20803	28,08	9213	985	5889	39,5

Tabla 19.- Sensibilidades con diámetro de tubería 5 ½”, reductor de 1” y daño variable por la arena Capaya-K (1).

Factor Daño	Qo BNPD	Qg MMPCND	Pwf lpc	DP lpc	D Qo BNPD	%Qo %
0	20803	28,09	9213	985	-	
5	19048	25,71	8686	1512	-1755	-8,4
10	17538	23,68	8244	1954	-1510	-7,9
20	15105	20,39	7548	2650	-2433	-13,9
30	13254	17,89	7024	3174	-1851	-12,3
40	11806	15,94	6614	3584	-1448	-10,9
50	10648	14,38	6284	3914	-1158	-9,8
70	8820	11,91	5826	4372	-1828	-17,2

Caracterización de fluidos y rocas

Las rocas que se encuentran en las arenas de la formación Capaya del Mioceno Inferior (objetivo principal de la perforación) que presentan un espesor entre los 6000 y 6600 pies se han interpretado de ambiente fluviodeltáico y poseen una porosidad comprendida entre 11 y 21%. En cuanto a la gravedad del crudo, que se encuentra entrampado en esta formación, ésta se encuentra entre 35° y 40° API. Vale acotar que la roca que se encuentra en la formación Carapita, con un espesor aproximado de 4600', es de carácter eminentemente lutítico, con lo cual se garantiza un excelente sello vertical para la retención de los hidrocarburos.

Planes para trabajos de estimulación, inyección y levantamiento.

En la actualidad no se maneja la posibilidad de hacer algún tipo de fractura, ni acidificación, ni de levantamiento artificial debido al tipo de campo y de pozo que es. En otras palabras, como es un campo al que no se le conoce muy bien sus límites y por lo cual el pozo del Tácata C va a ser un delineador, no se tiene ningún plan para inyección, levantamiento ni estimulación. Sólo después que el campo pase a ser uno de desarrollo se podría pensar en otro tipo de ayuda de producción. Sin embargo, se recomienda hacer un estudio de simulación de fractura con la finalidad de ver la variación en la producción y la permeabilidad para futuros trabajos y pozos.

Prognosis de los intervalos productores, radio de drenaje

Con la finalidad de estimar las reservas en el área de drenaje dinámico y evaluar el potencial de las formaciones Capayas y Carapita se propone realizar las siguientes pruebas y análisis:

- Pruebas multitasa con diferentes reductores (3/8", 7/16", 1/2" y 3/4"), con la finalidad de definir el índice de productividad de cada arena.
- Prueba de restauración de presión ("Build Up") para evaluar parámetros y límites de yacimiento (duración de acuerdo al programa)
- Tomar muestras de fluidos de fondo y superficie para análisis PVT y de laboratorio para su caracterización.
- Toma de registro "Production Logging Test" (PLT) para identificar, procedencia, tasas y tipo de fluidos producido así como la posibilidad de verificar la existencia de flujo cruzado al nivel del pozo o formación.
- La evaluación se realizará con taladro en sitio y equipo portátil.
- Realizar pruebas extendidas de producción y presión.
- Sistema básico de adquisición de presiones requerido, del tipo tiempo real.

Estas pruebas y evaluaciones se harán a las formaciones Capaya Superior, Carapita Intermedia y Capaya inferior. A la última de éstas se le realizarán específicamente a las siguientes arenas: Arenas Capaya Q hasta profundidad total, Arenas Capaya F hasta P y Arenas Capaya A hasta E.

Requerimientos de monitoreo de fondo y superficie

Por ser un campo relativamente nuevo no se posee información detallada y actualizada de la temperatura y la presión, puesto que los pozos vecinos (viejos) no tenían esa tecnología en la época de su perforación y la que se tenía es la obtenida por las pruebas de restauración, también conocidas como “build-up”, las cuales pierden mucha información, ya que se hacen cada seis meses aproximadamente. Además al campo Tácata no se le han hecho estos estudios debido a que los pozos vecinos prácticamente no produjeron, a excepción del TAG-16 al cual si se le hizo (anexo 3). Es por eso que se está proponiendo instrumentar un sensor de fondo que midan la presión y la temperatura en tiempo real.

Cálculo del éxito volumétrico y mecánico

Para el cálculo del éxito volumétrico y mecánico sólo se va a tomar en cuenta el TAG-16, debido a que los pozos vecinos datan de una fecha muy lejana donde la tecnología implementada es en la actualidad muy obsoleta y no es representativo hacer una comparación con ella y el pozo planificado. De igual forma si se hiciera ese cálculo con todo el campo el resultado sería prácticamente cero en el volumétrico ya que sólo el TAG-5I produjo, pero fue cerrado por la baja tasa de petróleo de éste. En cuanto al éxito mecánico sucede lo mismo, ya que los parámetros que toma en cuenta prácticamente ningún pozo llegó a cumplirlos, es decir, el diseño planificado, el tiempo meta, el costo, la profundidad, etc. no se cumplieron.

En cuanto al TAG-16 se esperaba un potencial de 3.5 MBNPD diarios de producción y éste produjo 15 MBNPD, lo que según la ecuación (01) da como resultado del éxito volumétrico cuatro y veintitrés décimas (4.23) lo que implica un 423%, siendo éste mayor al debido. Aunque no debería pasar de un 12%, es comprensible un valor tan grande ya que era un pozo exploratorio y no se conoce a ciencia cierta el volumen y límites del yacimiento.

$$h_{\text{éxito_vol}} = \frac{15000BN_{\text{reales}}}{3500BN_{\text{planificads}}} = 4.23$$

El cálculo del diseño mecánico se aprecia en la Tabla 20, y se obtuvo un valor de 80%, que por la misma razón que la del éxito volumétrico, se puede considerar un valor aceptable

Tabla 20.- Cálculo del éxito mecánico.

Objetivo	Cumplimiento
Tiempo	1
Costo	1
Daño a la formación	1
Diseño	0
Profundidad	1
Éxito mecánico	80,00%

Aplicación de nuevas tecnologías y mejores prácticas

Luego de analizar los resultados de tecnologías y mejores prácticas implementadas en pozos vecinos, así como nuevas tecnologías existentes se recomienda lo siguiente:

- **“VertiTrack”**: Es una tecnología de control de verticalidad de la compañía Baker Hughes que tiene la finalidad (la herramienta) de garantizar la verticalidad del pozo, lo que trae como consecuencia una mejor calidad del hoyo por el simple hecho de evitar la sinuosidad de éste cuando se perfora con tecnología direccional convencional y las formaciones presentan un alto ángulo de buzamiento, como se ve en la Fig. 51, evitando así posibles atascamientos,

permitiendo un ahorro en tiempo, lo que se refleja en un ahorro de dinero. En otras palabras esta tecnología busca maximizar el rendimiento operacional y llegar con una alta certeza al objetivo de la perforación. La misma ha sido probada con éxito en varios países de Europa y posiblemente se empleará en el campo Tácata en el pozo de la locación Tácata B, ya que el radio del objetivo es muy ajustado y las arenas a atravesar poseen un buzamiento muy grande, aproximado de 45° , lo cual da una alta posibilidad de desvío.

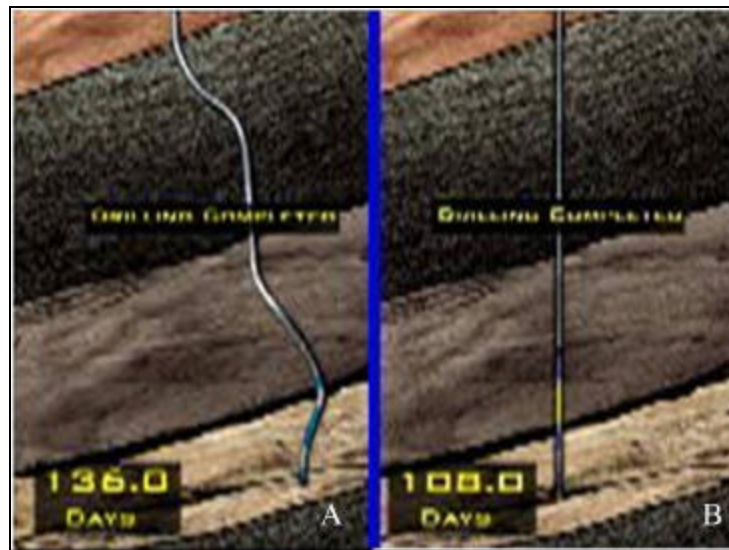


Fig. 51.- Comparación de la calidad del hoyo entre el uso de la tecnología direccional convencional (A) y el uso de VertiTrack (B) en el pozo Tácata B". (21)

- **Mechas “Bi-Center”:** Con este tipo de mechas se disminuye considerablemente el tiempo de la perforación trayendo consigo una reducción en el costo por pie perforado. Esto se debe al hecho de dejar de perforar un hoyo piloto y después ampliarlo con ampliadores de brazos hidráulicos, también se reducen los riesgos operacionales al disminuir las posibilidades de pega de tubería. Esta tecnología, a diferencia de la anterior, ya ha sido probada en el país trayendo consigo excelentes resultados, como ocurrió en el pozo TAG-16, el cual pertenece, como se ha mencionado anteriormente, al campo Tácata y es un pozo que se encuentra muy cercano de la locación Tácata C. En el ámbito internacional también se han probado este tipo de mechas con resultados no menos satisfactorios, como se reflejan en los casos

documentados en los “Paper” 59239 ⁽⁹⁾, 67765 ⁽²³⁾ y 37640 ⁽²⁶⁾ de la SPE y en el 17032 ⁽²⁹⁾ de ASME. En la Fig. 52 se muestran dos ejemplos de este tipo de mechas.

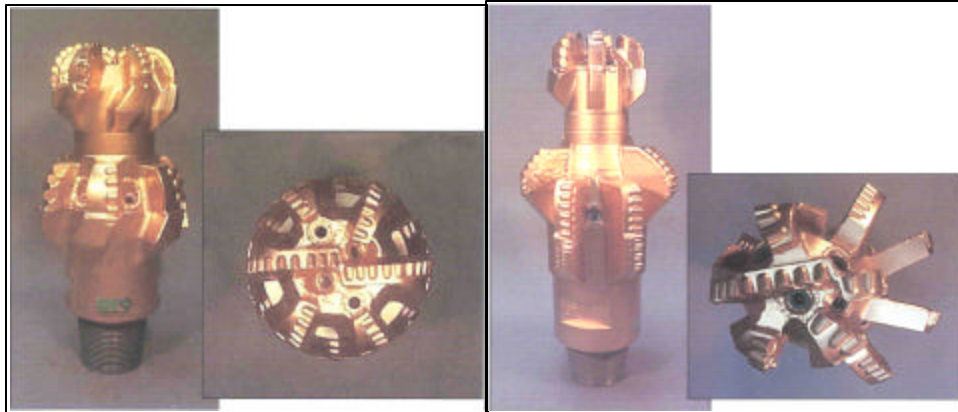


Fig. 52.- Ejemplo de mechas “Bi-Center”. (19)

- **Mechas PDC:** Desde hace un tiempo este tipo de mechas viene siendo empleada en el país con resultados muy positivos en la reducción del costo por pie perforado. Además, se pueden hacer mechas PDC para diferentes funciones como las nombradas a continuación: mechas “Bi-Center”, las “Core Ejector” que son para tomar pequeños núcleos mientras se perfora, las Concéntricas, Coronas, etc.
- **Fluido de Perforación 100% Aceite Mineral:** Este fluido, comparándolo con uno a base de agua, es más idóneo ya que presenta una alta capacidad inhibitoria de las lutitas, un rango de densidad que va desde los 5,6 a 18 lpg, mayor facilidad de tratamientos de los desechos líquidos y sólidos, posee una alta efectividad a elevadas temperaturas, es más compatible con la roca y sus fluidos en las zonas productoras permiten una mayor tasa de penetración. Analizándolo con respecto al gasoil posee menor grado de toxicidad, lo cual permite cumplir las regulaciones ambientales y de salud ocupacional de la industria, esto se debe a su bajo porcentaje de aromáticos (<1%) contra el alto nivel del diesel (>22%) (ver anexo 4). A pesar que el fluido de perforación 100% mineral nacional (Vassa) es más costoso que los base agua y diesel, es

más económico que los sintéticos y los 100% mineral importados (anexo 5), además de poseer la característica de ser reutilizable. En otras palabras, el fluido de perforación 100% aceite mineral cumple con los requerimientos técnicos, ambientales y económicos. Este fluido trajo resultados muy buenos en el TAG-16, ya que con él se disminuyeron los frecuentes problemas operacionales encontrados en los pozos vecinos (arrastre, torque, repaso y pega de tubería), por lo cual se recomienda su uso desde el hoyo superficial.

- **Orimatita®**: En 1987 PDVSA comienza el estudio para incorporar la Orimatita® a la actividad petrolera, este producto es una marca registrada de la compañía. En si, la Orimatita® es un densificante elaborado a base de Hematita nacional, para fluidos de perforación y lechadas de cemento de alta densidad, sustituto de la barita.

Entre los aspectos técnicos de este nuevo densificante, todavía en período de prueba, se encuentra la gravedad específica que oscila entre 5 y 5.2 lo que le da una buena calidad; disminuye los problemas operacionales y daño a la formación, entre otras cosa por ser soluble en ácido (95%) No se necesita tanta cantidad de densificante en los sistemas; Venezuela posee grandes reservas de Hematita (260 MMTm) pero no posee minas de barita con valor comercial y los yacimientos en otros países están agotándose por la alta demanda (anexo 6) lo que le abre a Venezuela un potencial mercado. La Orimatita® no es contaminante lo cual se ha demostrado con varias pruebas realizadas por Intevep, los resultados de éstas son los siguientes: a) la Orimatita® con un $CL_{50} > 15.000$ mg/L no es tóxico, b) no retarda la tasa de biodegradación del fluido a base de aceite, y c) no se observó diferencia en los parámetros físico-químicos del suelo en mezcla de barita/suelo y Orimatita®/suelo. El apéndice 26 detalla y compara los aspectos técnicos de la Orimatita® y Barita.

Este producto para el país tiene un gran valor económico, social y estratégico debido a que posee puros componentes nacionales (Fig. 53), en contraste con la barita que sólo llega a un 40%. La masificación del uso de la Orimatita® traerá independencia de los mercados exteriores, ya que se dejaría de importar barita, incentivo a la industria nacional generando así empleos, ahorro de divisas, puesto que en vez de importar se planea exportar el producto, y en cuanto a la parte técnica se espera un incremento en la tasa de perforación, reducción de densificante y del número de mechas. En si el producto traería una disminución en el costo de perforación.

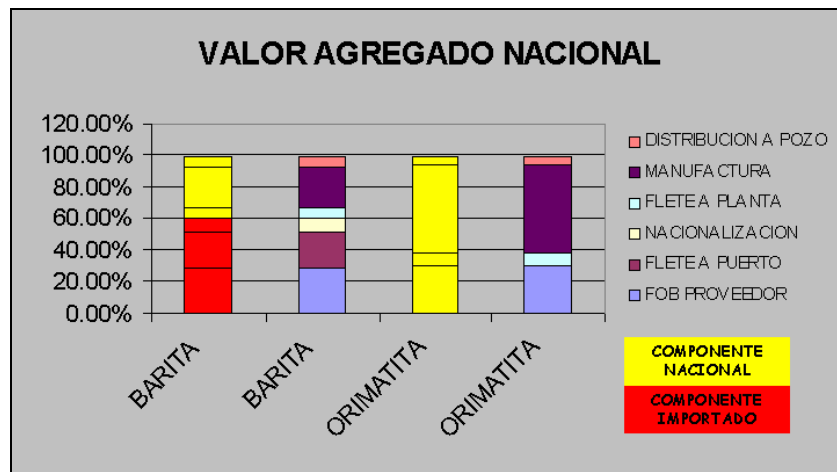


Fig. 53.- Valor agregado nacional de la Orimatita®. (4)

El principal problema de la Orimatita® es su dureza, lo cual la hace muy abrasiva, ocasionando problemas con las bombas y motores de fondos entre otros equipos. No obstante un grupo de especialistas de Intevp están encargado del estudio para mejorar este aspecto negativo de la Orimatita® y entre la soluciones encontradas, por ahora, está el uso de la Orimatita® mejorada (030) junto con un aditivo, y el uso mixto de barita y Orimatita® (70/30) ambas propuestas han traído resultados satisfactorios en cuanto a la abrasividad y por ende a la ventana operacional. La disminución de la abrasividad del producto 030 junto con el aditivo fue significativa, a tal punto que quedó por debajo de la misma barita (anexo 7) y el uso mixto da un comportamiento similar al uso de 100% barita. El mayor aumento de la ventana

operacional va acorde con la abrasividad, por lo cual el producto 030 junto con el aditivo tiene mayor área de trabajo que el uso mixto, pero ambos incrementaron considerablemente la ventana operacional, esto se ve claramente en el anexo 8.

- **Herramientas de Transmisión en Tiempo Real:** Se incorporara a la sarta de perforación las herramientas LWD – Sísmica con la finalidad de poder detectar con tiempo las zonas de presiones anormales.
- **Sensores de Vibración en Superficie:** A fin de detectar condiciones de vibración severa (axial, lateral o torsional) que permitan realizar los ajustes de los parámetros de perforación que corrijan la problemática, permitiendo extender la vida útil de las mechas, optimizar la ROP y asegurar un hoyo en calibre.
- **“Quntity Risk Analysis” (QRA):** Aplicación diseñada para el análisis de riesgos asociados a los procesos de perforación.
- **Perforador Automático:** Esta tecnología tiene la finalidad de controlar constantemente el peso sobre la mecha y por ende la extensión de la vida útil de ésta y de los equipos de fondo (motor, etc.) En la Fig. 54 se aprecia más claro el equipo.



Fig. 54.- Sistema del perforador automático. (24)

- **3D “Drill View™”:** El 3D “Drill View™ & Drill View KM™ (Knowledge Management)” es una herramienta de visualización en tres dimensiones, perteneciente a la suite de Landmark Graphics, para ser empleada por los ingenieros de perforación, geólogos, geofísicos, petrofísicos y otros miembros del grupo involucrado en la perforación. Esta herramienta puede ser configurada para ser operada desde la oficina, así como desde el taladro, además por medio de una red puede ser visualizada por el cliente desde sus oficinas.

El 3D “Drill View™ & Drill View KM™” despliega dinámicamente en tres dimensiones y en tiempo real la actualización de la trayectoria del pozo y las curvas de los registros de MWD/LWD y de superficie, lo que da la posibilidad de comparar directamente en tiempo real lo planificado con la información actual, permitiendo así mejorar la toma de decisiones además de poder hacerlo en un menor tiempo. La herramienta es usada en todas las fases de perforación (planificación del pozo, operación de perforación y post-perforación). En la Fig. 55 se muestra un ejemplo de una de las ventanas de la herramienta.

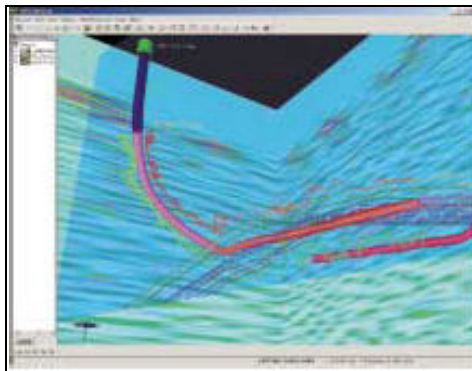


Fig. 55.- Ejemplo de una ventana del 3D “Drill View™”.

- **Genesis:** Es un programa de la compañía CSIRO y Noble el cual fue desarrollado por la necesidad de poseer un programa de almacenamiento y análisis de la data relacionada con un pozo, durante toda su vida, que va desde el proceso de planificación y costo, pasando por movilización, perforación y completación hasta llegar a su abandono. La data que concierne

primordialmente al programa Genesis es de perforación, ya que esta fase es la que representa la mayor proporción en los costos de un pozo.

Al terminar la fase de perforación de un pozo un gran volumen de información de ésta se ha recolectado a un costo elevado, por lo cual cada detalle de una operación, cada presión registrada en las pruebas, cada problema surgido durante la operación es grabado y almacenado en reportes de perforación, registros de fluidos de perforación, registros eléctricos y post-mortem, entre ellos. Es por eso que la recolección de la data, su verificación, almacenamiento y certeza de la calidad de la data de perforación es lo primordial del Genesis.

Cumplimientos de los Requerimientos Funcionales

Visión y definición de la completación mecánica preliminar

Para cumplir con las especificaciones preliminares de la UNE, producir aproximadamente 100 MMPC de gas, se debe completar de manera sencilla y con tubería de 5 ½" para los hoyos conductor, superficie y producción 1, y de 3 ½" para la camisa y así poder llegar a ese caudal de gas, así como para que sea mantenible en el tiempo..

Visión y definición de la trayectoria y geomecánica regional.

Tabla 21.- Coordenadas de superficie y fondo del pozo de la Loc. Tácata C

Coordenadas Originales (U.T.M) Loc. Tácata C	Superficie	N: 1.062.593 m E: 399.960 m
	Fondo	N: 1.062.593 m E: 399.960 m

La trayectoria del pozo será vertical y para tal fin se estudió el comportamiento de los pozos vecinos, donde se observa una ligera tendencia de la trayectoria en la

Capaya Superior hacia el Sur Este (Fig. 56). Esto se debe principalmente por presentar esta zona buzamientos de +/- 40°. Para mantener el pozo en forma vertical se utilizarán sartas pendulares y se llevará el control de desviación mediante el uso de registros para tal fin.

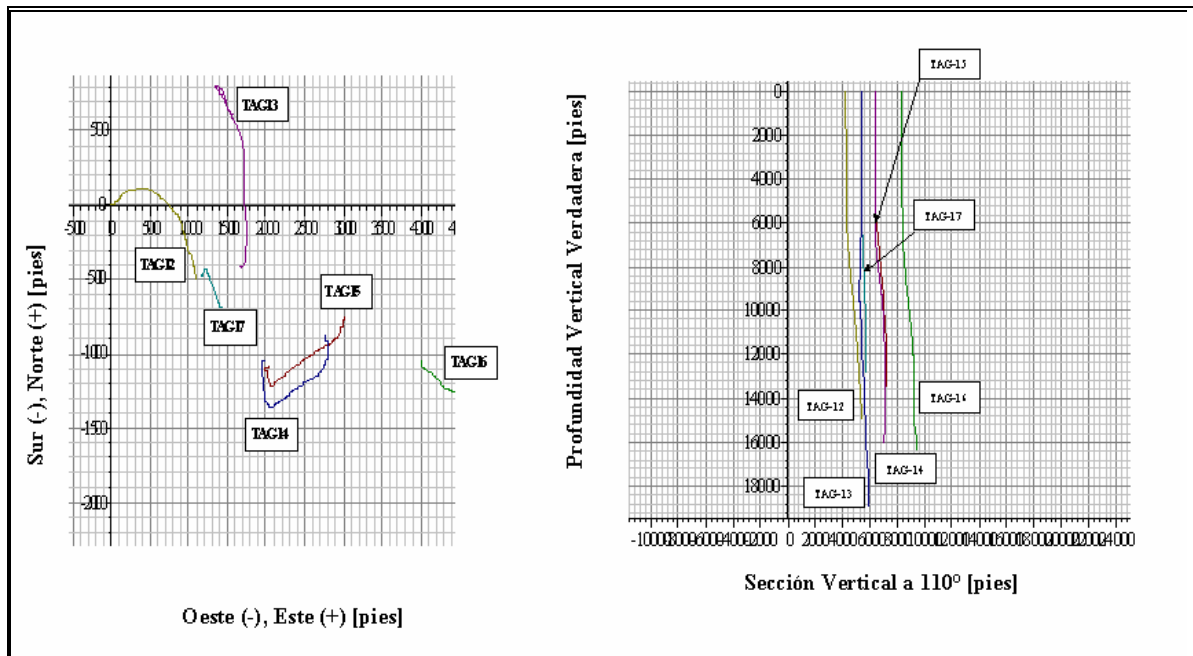


Fig. 56.- Trayectorias de desviación (Pozos vecinos)

Visión y definición del dimensionamiento de revestidores.

Después de haber analizado los problemas operacionales de los pozos vecinos y de detallar la estratigrafía que se espera encontrar, se proponen dos opciones para el diseño de revestidores, un caso base y caso de contingencia. Este último con la finalidad de bajarlo si se observan problemas en la Carapita Superior.

1. Caso base:

- ♦ Revestidor conductor de 20"
- ♦ Revestidor superficial de 13-3/8"
- ♦ Revestidor productor de 9-5/8"
- ♦ Camisa de producción de 7-5/8"

2. Caso de contingencia:

- ♦ Revestidor conductor de 20"
- ♦ Revestidor superficial de 16"
- ♦ Revestidor intermedio de 13-3/8"
- ♦ Revestidor productor de 9-5/8"
- ♦ Camisa de producción de 7-5/8"

Visión y definición de la geometría de los hoyos.

Para ser consistente con la propuesta de revestidores se proponen los siguientes diámetros de hoyos:

1. Caso base:

- ♦ Hoyo conductor de 26"
- ♦ Hoyo superficial de 14-3/4" x 17-1/2"
- ♦ Hoyo productor 1 de 12-1/4"
- ♦ Hoyo productor 2 de 8-3/8"

2. Caso de contingencia:

- ♦ Hoyo conductor de 20"
- ♦ Hoyo superficial de 17-1/2" x 20"
- ♦ Hoyo intermedio de 14-3/4" x 17-1/2"
- ♦ Hoyo productor 1 de 12-1/4"
- ♦ Hoyo productor 2 de 8-3/8"

Visión y definición del uso de fluido, mechas y ensamblaje de fondo.

Al analizar las prácticas y los resultados obtenidos en los pozos vecinos con respecto a los fluidos de perforación, el tipo de mechas usadas y los ensamblajes, se llegó a la siguiente propuesta.

El hoyo del conductor se va a perforar con un fluido agua gel con una densidad que oscilará entre 8.7 y 9.2 lpg, con la finalidad de no contaminar los acuíferos. Se usarán una mecha Tricónica. Los hoyos superficiales e intermedios (de existir) se usarán fluidos 100% aceite mineral con densidades que se encuentran entre 11.0 – 11.8 lpg y 10.5 – 11.0 lpg, respectivamente. Este último usa fluidos de menor peso por existencias de arenas depletadas. En cuanto a la mecha a utilizar se propone el uso de las mechas “Bi-Center” PDC, debido a los excelentes resultados obtenidos en el pozo TAG-16 en cuanto a tiempo y costo. Por último, para los hoyos productores se empleará un fluido similar al anterior con la diferencia que poseerá un alto porcentaje de material densificante de Carbonato de Calcio, el cual sirve para evitar el filtrado hacia el yacimiento, su peso varía de 15.0 – 15.5 lpg y 15.0 – 14.8 lpg respectivamente.

En cuanto al ensamblaje de fondo se recomienda la utilización de sarta pendular, de manera similar al usado por el TAG-16. El BHA tiene la función de mantener la verticalidad del hoyo.

Visión y definición de la estrategia de negocio.

El volumen esperado está en el orden de los 125 MMBls de petróleo, 159 MMMPC de gas asociado y 654 MMMPC de gas libre. Los valores alto, medio y bajo están en el orden de 255, 140 y 45 MMBls de petróleo y 1882, 1048 y 238 MMMPC de gas. (Tabla 4a) la obtención de estos valores se hizo mediante la aplicación del paquete de evaluación probabilística GAEAPAS.

Análisis conceptual de construcción, mantenimiento y operaciones.

El pozo de la localización Túcata tiene una trayectoria vertical, con un esquema poco complejo, teniendo presente que en la perforación y en el asentamiento del revestidor, existen puntos críticos asociados a la formación Carapita Superior, debido a la posible presencia de una zona presión anormal, por lo tanto el

asentamiento de los revestidores en esta formación debe realizarse con suma precaución y de existir esa zona debe bajarse el revestidor de contingencia (16").

Al pozo se le tiene planeado hacer trabajos de mantenimiento cada 10 años, limpieza, posiblemente según sea el caso cambio de la sarta de producción.

Estimación de costos a nivel conceptual para base de recursos.

El pozo Túcata C tiene un costo estimado por pozos vecinos de un aproximado de 15 MMMBs.

INGENIERIA BÁSICA

Revisión de Requerimientos Funcionales

Los aspectos y necesidades de la corporación, UNE y perforación, plasmados en los requerimientos funcionales del pozo, se revisaron con la finalidad de verificar la existencia de un nuevo lineamiento, así como su cumplimiento. Además sirve de refrescamiento de las necesidades y objetivos para tenerlas presente en las ingenierías siguientes.

En el caso de la locación Tácata C los requerimientos funcionales se mantienen similares, una de las pocas diferencias fue la profundidad final la cual será ahora de 15000 pies.

Diseño Básico de la Arquitectura del Pozo

Basándonos en el estudio de opciones (Ingeniería Conceptual) realizados para este pozo, se obtuvieron dos casos (base y contingencia) a las cuales se les va a realizar ingeniería básica. Es decir, teniendo como punto de partida las dos opciones se va a diseñar la arquitectura del pozo (completación, trayectoria, revestidores, hoyos, equipos, etc.) con la finalidad de tener dentro de esas opciones varias sensibilidades, para así escoger la que más convenga a la compañía. Con el objeto de poder simplificar y entender este estudio, se dividió en varias partes, que son:

- Diseño de trayectoria: La trayectoria sigue manteniéndose vertical, como se aprecia en la Tabla 21 de la página 144, pero se espera que el pozo se desvíe cierto grado hacia el sureste por el nivel de buzamiento (40°) que existe en la zona. Esto se puede ver claramente en la Fig. 57. Por eso se tiene presente la utilización de herramientas direccionales para recuperar verticalidad.

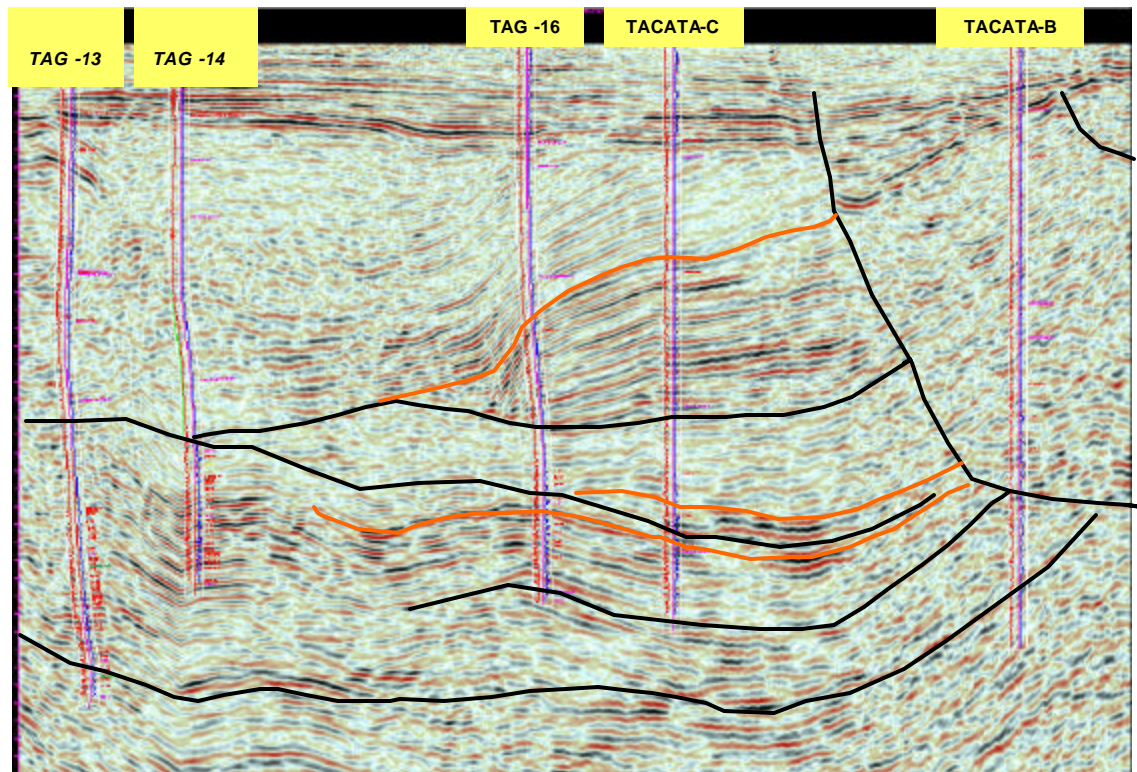


Fig. 57.- Sísmica del campo Tácata.

- Diseño de hoyos: Luego de haber estimado en la ingeniería conceptual el tren de presiones (presión de poro y gradiente de fractura) con el programa Predict (Fig. 41, página 115), se procede a determinar el tipo, dimensión y función de los hoyos y, de manera preliminar, el peso del fluido de perforación y puntos de asentamiento de los revestidores, para lo cual se usó la aplicación de Landmark Graphics llamada CasingSeat, que fue explicada en capítulos anteriores. Se realizaron cuatro sensibilidades entre los dos casos, que son las siguientes:
 - a) **Sensibilidad 1, Tácata C como exploratorio**: Al tomar el pozo como exploratorio se crea cierta incertidumbre tanto en lo que respecta a los valores de presión de poro y gradiente de fractura estimado, como con los valores que se van a obtener durante la perforación y también en lo relativo a las profundidades de los topes estimados con la sísmica. Se tomaron como premisas el asentamiento de revestidores a

profundidades específicas, como se muestra en la Fig. 58, la cual se hace por la experiencia obtenida en pozos vecinos. También se tomaron unas premisas de diseño como son el margen de sobrebalance (0.3 lpg), el margen por debajo de fractura, el diferencial de presión límite para pega diferencial (2000 lpc), tolerancia a la arremetida (1 lpg) y volumen de arremetida (100 Bls) En esta sensibilidad se obtuvo un resultado de ninguna combinación, esto se ve en la Fig. 59, donde se muestra el resultado y parte de las premisas de diseño.

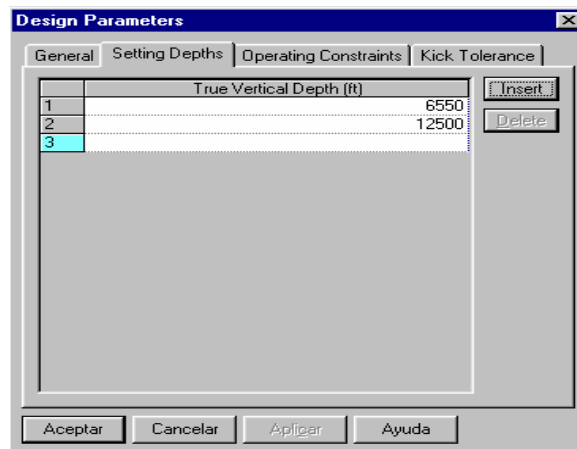


Fig. 58.- Premisa de profundidades claves para la Sensibilidad 1 y 2.

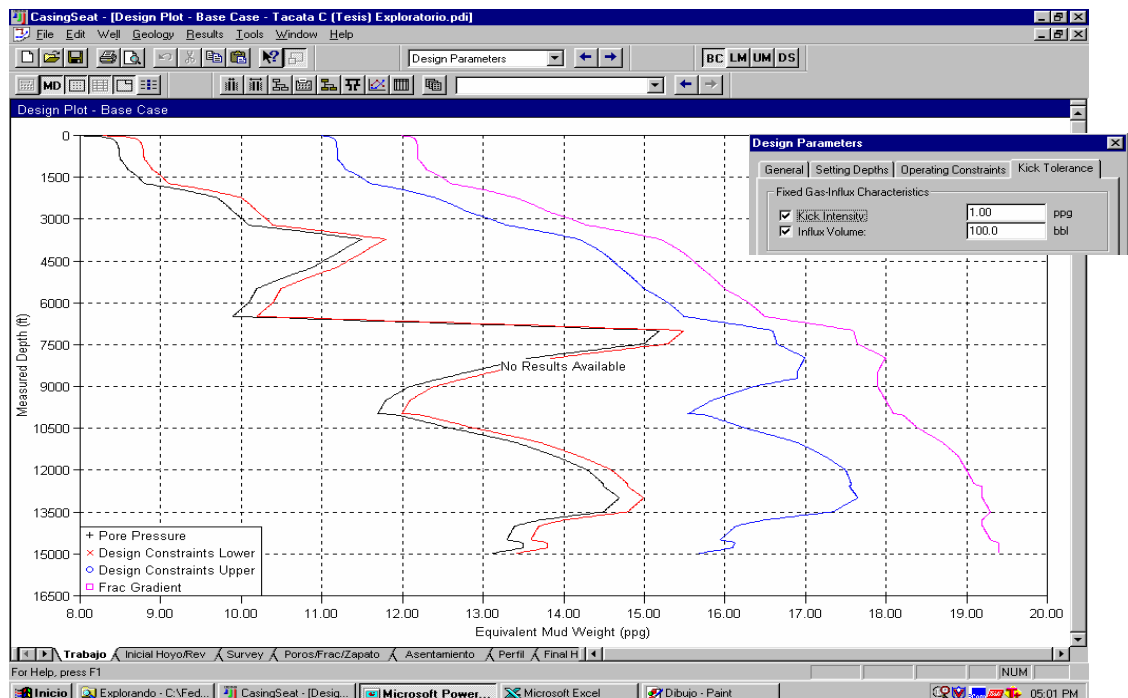


Fig. 59.- Resultado y parte de las premisas de diseño para la Sensibilidad 1.

Al no obtener un resultado posible se procedió a diseñar al pozo como uno de desarrollo. Esto es permitido ya que este pozo aunque es exploratorio del tipo delineador, lo que le da más certidumbre a los valores estimados y por lo cual un diseño exploratorio como tal se estaría sobrediseñando sin una necesidad real. Por lo antes mencionado las restantes sensibilidades se harán con los parámetros de PDVSA para un pozo de desarrollo (Tabla 2, página 85) y Fig. 60 y con un margen de sobrebalance de 0.3 lpg y un margen por debajo de fractura de 0.5 lpg.

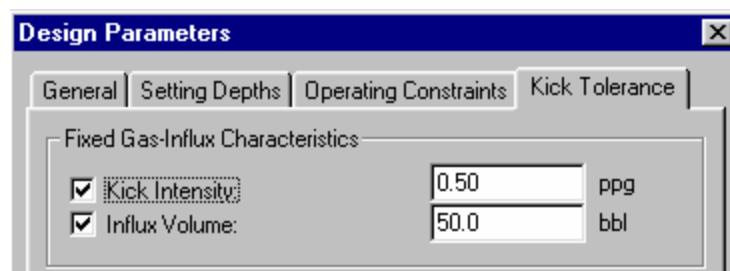


Fig. 60.- Parte de las premisas de diseño para la Sensibilidad 2.

- b) **Sensibilidad 2, Tácata C como desarrollo (caso base):** Considerando los riesgos geológicos operacionales de la perforación de los pozos en el campo TÁCATA, se tomó la decisión de asentar dos revestidores a profundidades específicas, Fig. 58. De la corrida se obtuvieron 298 posibles soluciones (Fig. 61) y se tomó la opción 110, ya que es la más adaptable al campo, inventario, y es un esquema optimizado por el número de revestidores. Esta opción contempla un esquema mecánico de cuatro revestidores, el primero de 20" en hoyo de 26" asentado a 1500 pies para aislar los acuíferos superficiales, posteriormente se contempla un revestidor de 13 3/8" en hoyo de 17 1/2" asentado a 6900 pies con la finalidad de aislar zonas de baja presión, el tercer revestidor de 9 5/8" en un hoyo de 12 1/4" para aislar la formación Carapita y Capaya y el último una camisa de 7 5/8" en hoyo de 8 3/8" a la profundidad final 15000 pies. La Fig. 62, muestra los puntos de asentamiento que resultan de la Sensibilidad 2.

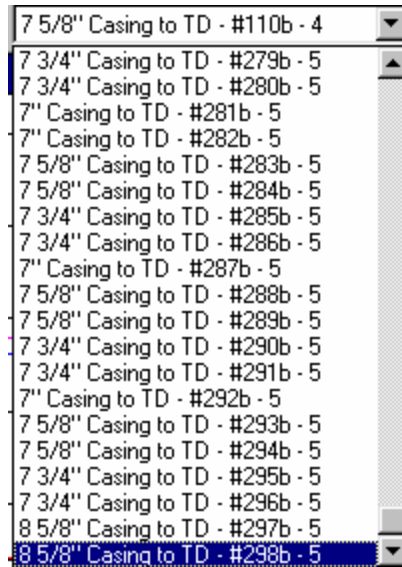


Fig. 61.- Posibles soluciones para la Sensibilidad 2.

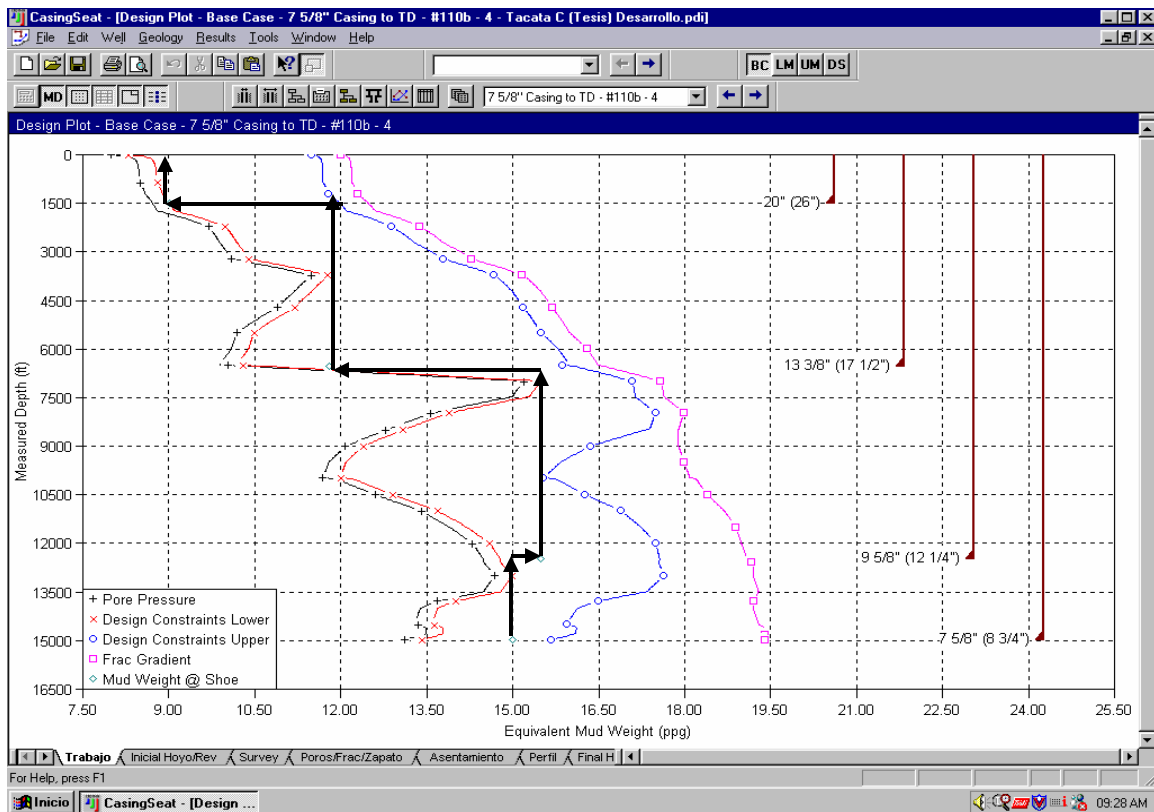


Fig. 62.- Resultado para la Sensibilidad 2.

- c) **Sensibilidad 3, Tácata C como desarrollo (caso contingencia 1):**
 Considerando los riesgos geológicos operacionales de la perforación de los pozos en el campo Tácata, resulta una tercera sensibilidad que

considera un esquema mecánico de cinco revestidores. Básicamente es similar a la Sensibilidad 2, sólo que considera un revestidor de contingencia de 16" en hoyo de 20" asentado a 5700 pies. Esto con la finalidad de aislar zonas de Uchirito y Carapita y así utilizar un mínimo diferencial de presión para evitar los riesgos operacionales y evitar daños a la formación al tratar de perforar con un solo hoyo. Además se tomó la decisión de asentar dos revestidores a profundidades específicas, Fig. 63. De esta corrida se obtuvieron 99 posibles soluciones (Fig. 64) y se tomó la número 58, ya que es la más adaptable al campo e inventario. La Fig. 65, muestra los puntos de asentamiento que resultan de la Sensibilidad 3.

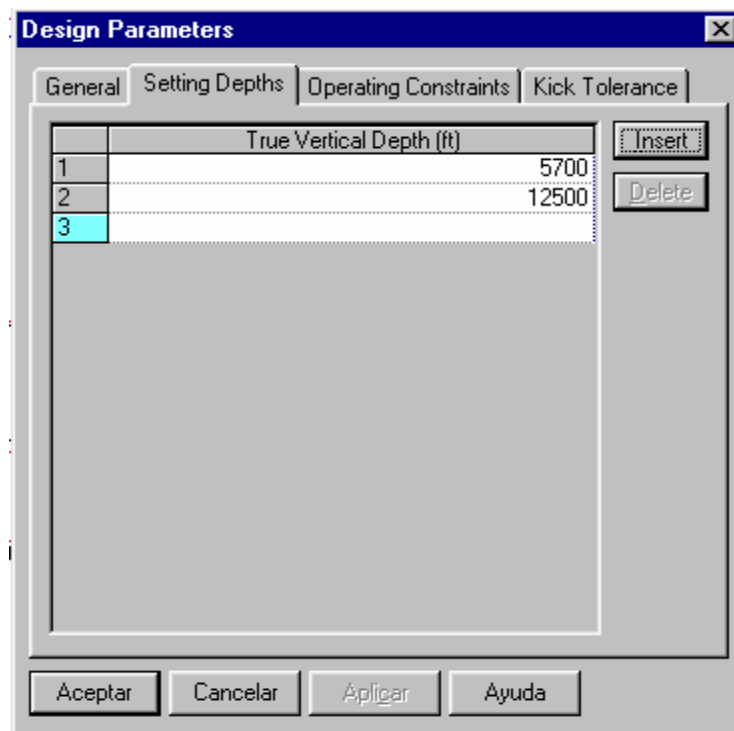


Fig. 63.- Premisa de profundidades claves para la Sensibilidad 3.

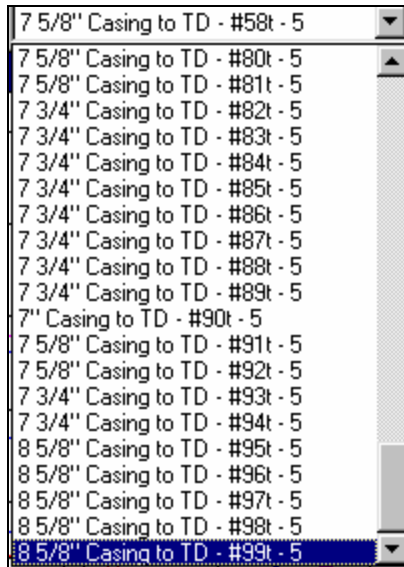


Fig. 64.- Posibles soluciones para la Sensibilidad 3.

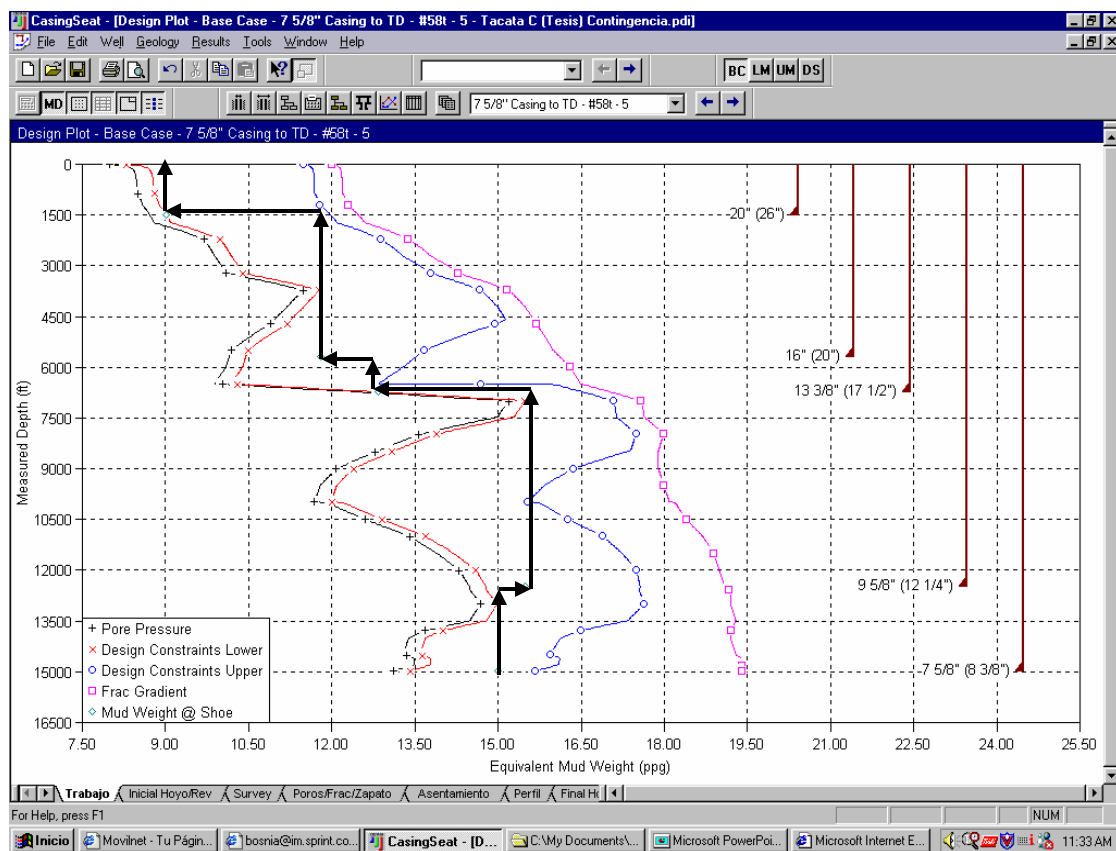


Fig. 65.- Resultado para la Sensibilidad 3.

d) **Sensibilidad 4, Tácata C como desarrollo (caso contingencia 2):**

Considerando los riesgos geológicos operacionales de la perforación de los pozos en el campo Tácata, resulta una cuarta sensibilidad con los puntos de asentamiento específicos mostrados en la Fig. 66 y un esquema mecánico de cinco revestidores con las mismas funciones y objetivos que los de la Sensibilidad 3, pero que difiere de ésta en los puntos de asentamiento y los diámetros. El primero de 20" en hoyo de 26" asentado a 1500 pies, luego el revestidor de contingencia de 16" en hoyo de 20" asentado a 6000 pies, posteriormente se contempla un revestidor de 9 5/8" en un hoyo de 12 ¼" asentado aproximadamente a 6700 pies, el cuarto revestidor de 7 ¾" en un hoyo de 8 ¾" asentado a 12500 pies y el último, una camisa de 5 ½" en hoyo de 6 ½" a la profundidad final 15000 pies. De esta corrida se obtuvieron 172 posibles soluciones (Fig. 67) y se tomó la número 142, ya que es la más adaptable al campo e inventario. La Fig. 68, muestra los puntos de asentamiento que resultan de la Sensibilidad 4.

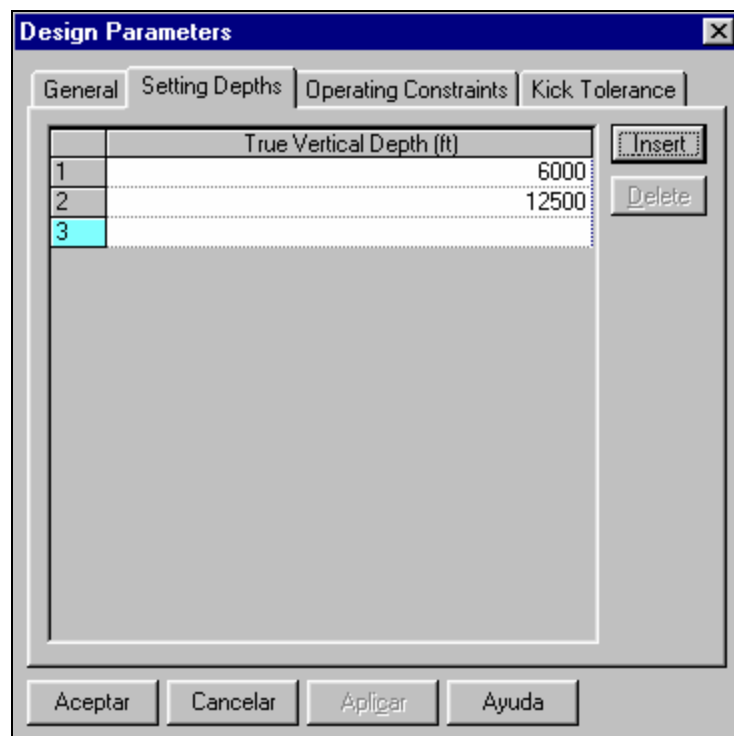


Fig. 66.- Premisa de profundidades claves para la Sensibilidad 4.

Este caso se descartó debido a que no cumplía con el esquema y requerimiento funcional de la UNE que exigían una producción de 100 MMpc/d de gas, que no se puede alcanzar con este diseño. Además, el revestidor de contingencia no cumpliría la función de proteger la zona ya perforada del uso de un fluido de perforación de bajo peso empleado para la parte de las intracarapitas. Por último los revestidores no son convencionales, por lo cual no los hay en inventario.

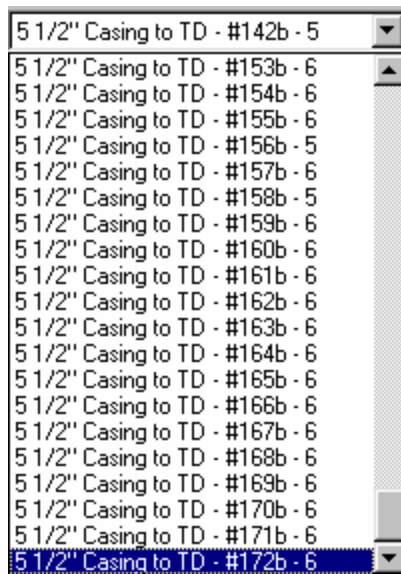


Fig. 67.- Posibles soluciones para la Sensibilidad 4.

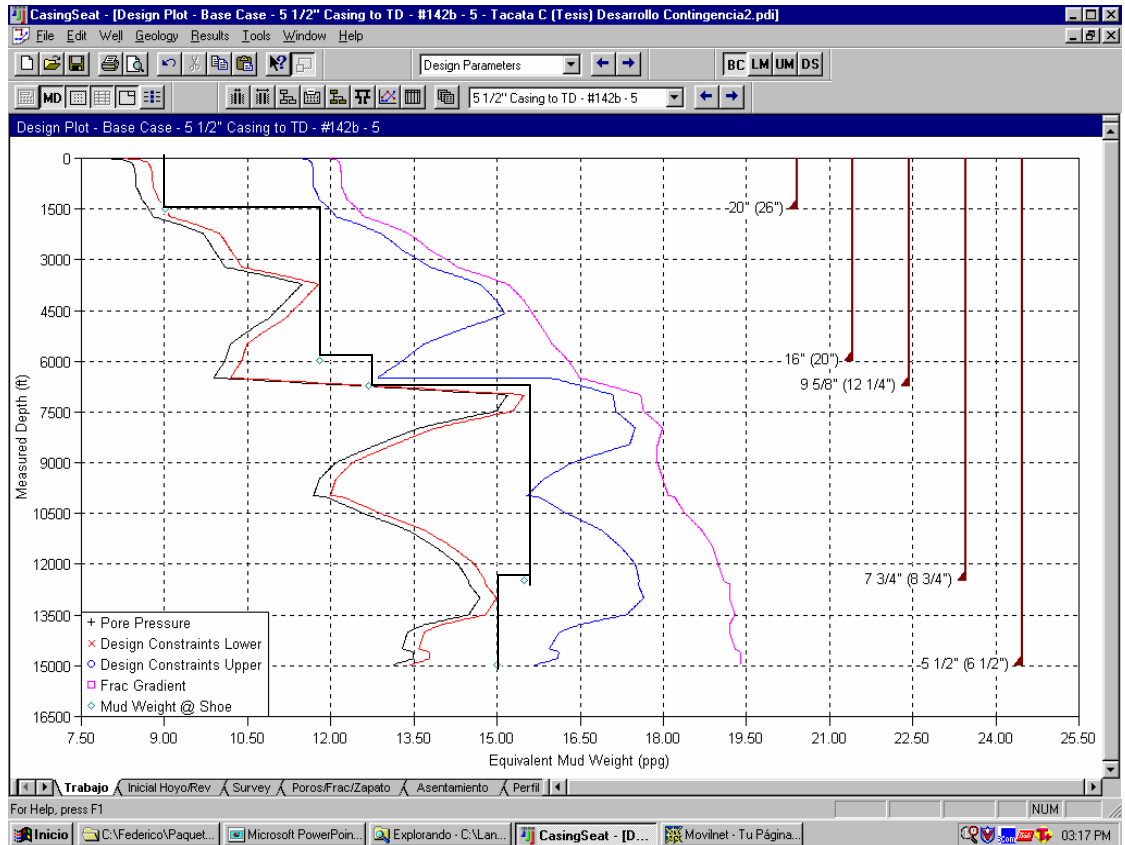


Fig. 68.- Resultado para la Sensibilidad 4.

- Diseño de revestidores:** Determinados los puntos de asentamiento y diámetro de los revestidores, se realizó la validación del diseño de los mismos utilizando la aplicación StressCheck. Se definieron las cargas actuantes en cada sección de tubular y se manejaron los factores de diseño establecidos por PDVSA (Tabla 1 página 85). Vale destacar que en los casos de carga de evacuación total/parcial el criterio tradicional de un tercio (1/3) de vacío de la profundidad final de la siguiente fase a perforar no se consideró, sino el criterio de considerar un 70% de vacío de la profundidad de asentamiento del revestidor que se está analizando. Esto es denominado en PDVSA como Criterio Ajustado, ya que operacionalmente es muy baja la probabilidad de que se suscite un tercio de vacío durante la perforación de la siguiente fase. En la Fig. 69 se comparan ambos casos de carga.

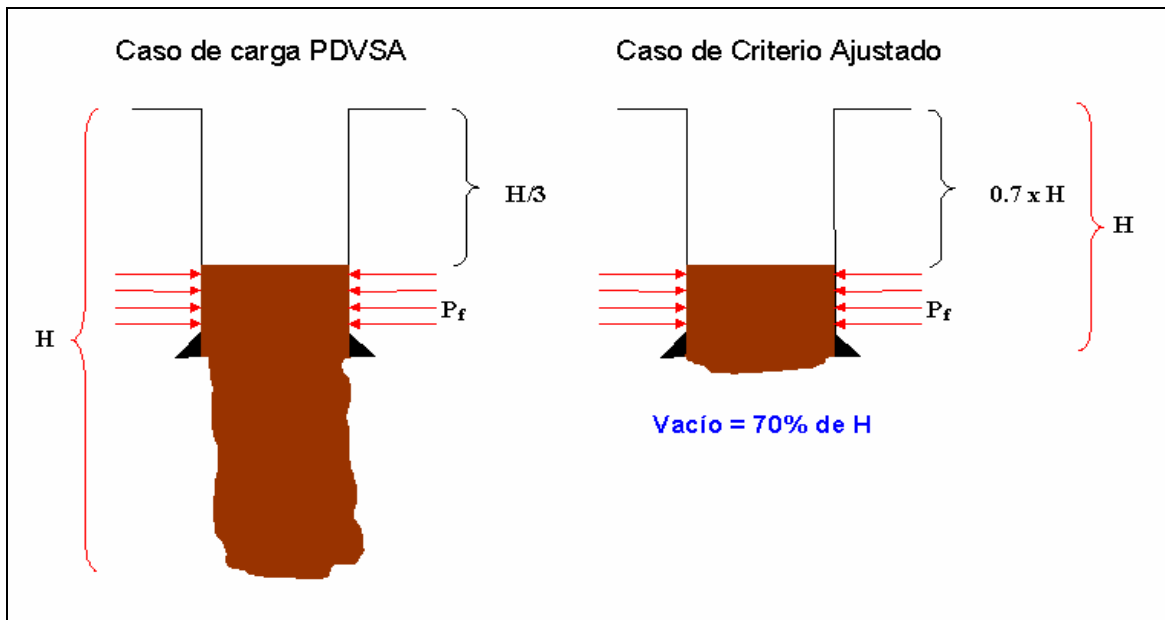


Fig. 69.- Caso de carga de vacío total/parcial.

A continuación se muestran los resultados para los dos casos resultantes de las simulaciones con CasingSeat. Para ambos casos se usa la misma premisa de la elipse de Von Mises (Fig. 70), que es la que se toma en PDVSA. Sin embargo, el caso base tiene la premisa de tener un diseño mecánico de cuatro fases (Fig. 71) y el caso de contingencia posee cinco fases, ya que una es de contingencia (Fig. 72).

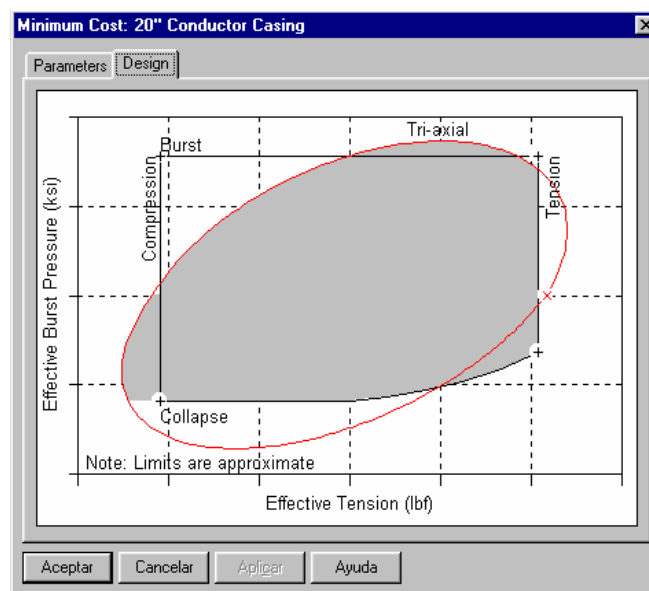


Fig. 70.- Premisa de la elipse de las fuerzas Triaxiales (Von Mises).

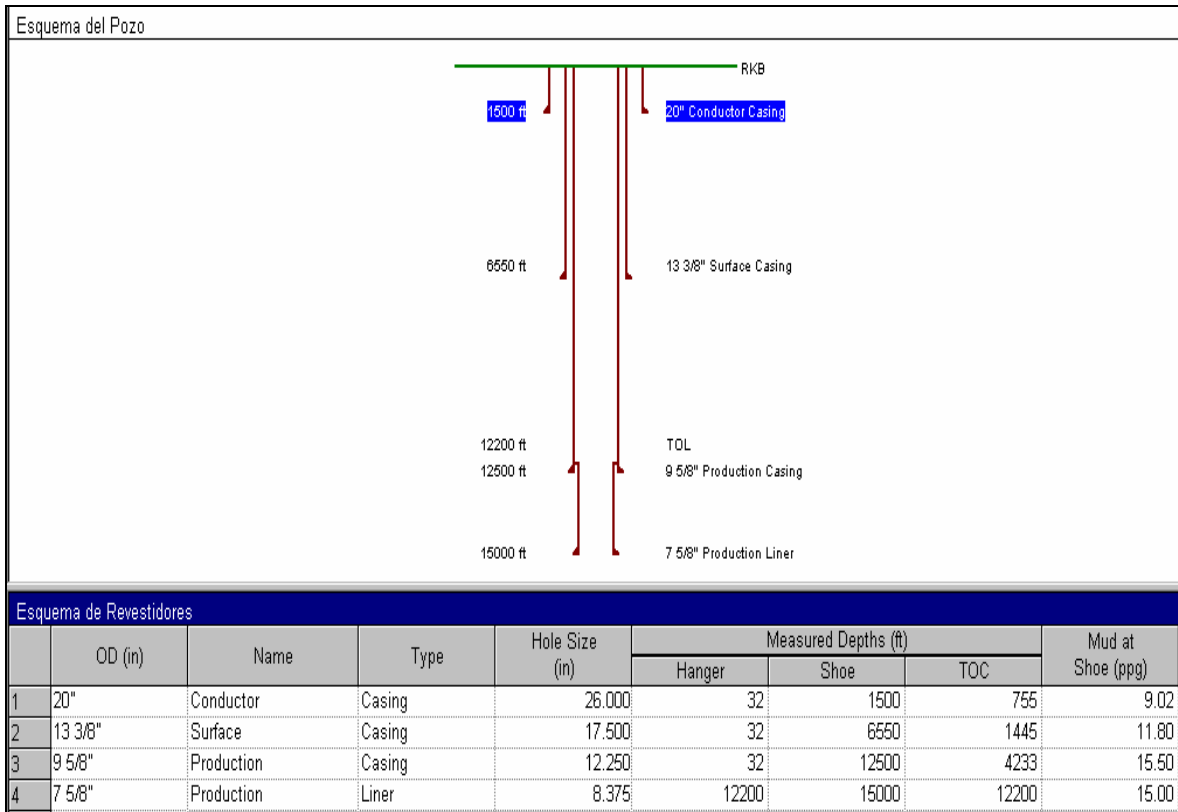


Fig. 71.- Premisa del esquema de revestidores y pozo del caso base.

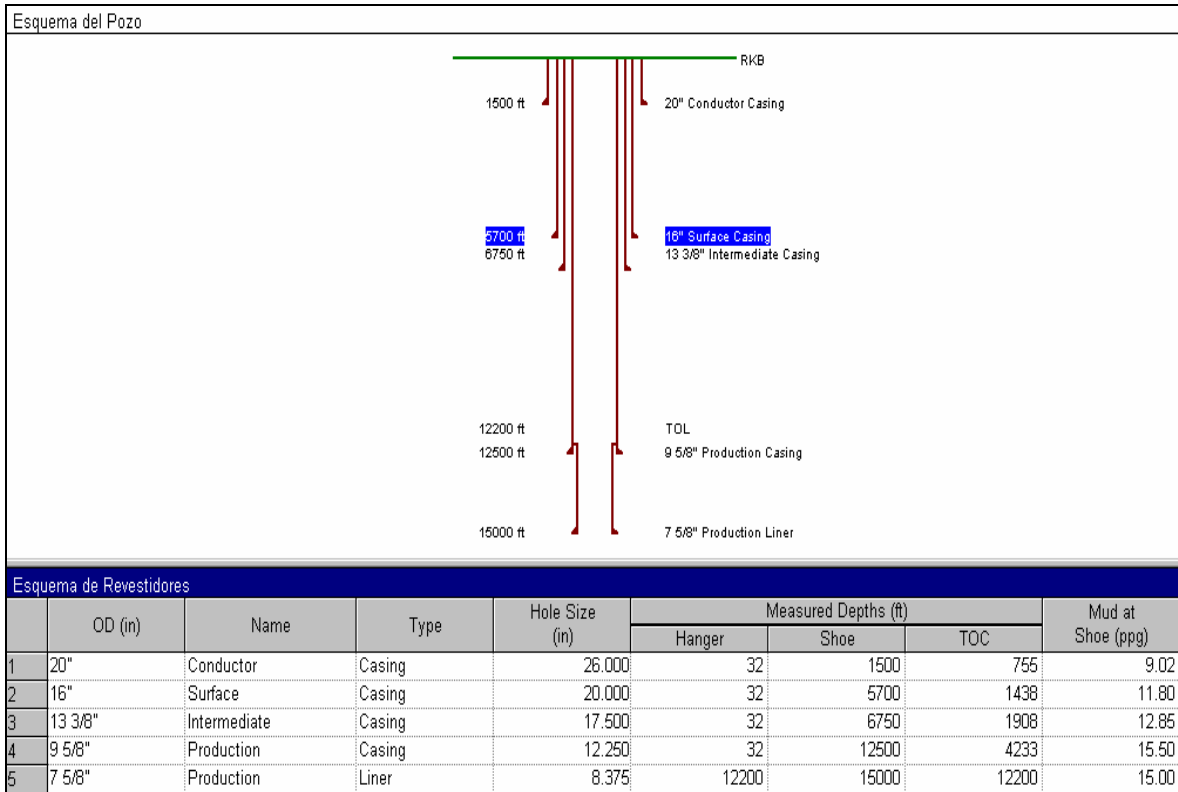


Fig. 72.- Premisa del esquema de revestidores y pozo del caso contingencia.

a) Sensibilidad 1, Tácata C Caso Base (1):

String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (ft)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)				Design Cost (\$)	
					Burst	Collapse	Axial	Triaxial		
1	Conductor Casing	20", 94.00 lbm/ft, K-55	Big Omega	32-1500	18.936	1.41	1.13	3.08 C	1.59	93,372
2										Total = 93,372
4	Surface Casing	13 3/8", 68.00 lbm/ft, N-80	TC-II (TC)	32-3050	12.259	1.60 C	1.21	2.25	1.70	116,049
5		13 3/8", 72.00 lbm/ft, N-80		3050-6550	12.250 A	1.98 C	1.00	5.09	2.20	140,743
6										Total = 256,792
8	Production Casing	9 5/8", 58.40 lbm/ft, 95-SS	NSCC	32-7000	8.375 A	1.14	1.80	1.83	1.36	293,666
9		9 5/8", 53.50 lbm/ft, P-110	TC-II (TC)	7000-10850		1.35	1.04		1.61	125,063
10		9 5/8", 53.50 lbm/ft, HC-110	BTC, HC-110	10850-12500	8.500 A	1.38 L	1.14	2.94	1.34	64,523
11										Total = 483,252
13	Production Liner	7 5/8", 39.00 lbm/ft, P-110	SuPreme LX (SLX) (L)	12200-15000	6.500	1.51	1.04	1.95 C	1.39	66,486
14										Total = 66,486
17	L Conn Leak									Total = 899,902
18	C Conn Critical									
19	A Alternate Drift									

Fig. 73.- Resultado del diseño de revestidores para la Sensibilidad 1.

b) Sensibilidad 2, TÁCATA C Caso Base (MC):

String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (ft)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)				Design Cost (\$)	
					Burst	Collapse	Axial	Triaxial		
1	Conductor Casing	20", 94.00 lbm/ft, K-55	Big Omega	32-1500	18.936	1.41	1.13	3.08 C	1.59	93,372
2										Total = 93,372
4	Surface Casing	13 3/8", 68.00 lbm/ft, N-80	TC-II (TC)	32-1050	12.259	1.60 C	3.37	2.26	1.70	39,145
5		13 3/8", 68.00 lbm/ft, K-55	BTC, K-55	1050-3050		1.14	1.04	1.73	1.26	61,032
6		13 3/8", 72.00 lbm/ft, T-95	BTC, T-95	3050-6550	12.250 A	1.82 L	1.03	5.80 F	2.56	156,389
7										Total = 256,566
9	Production Casing	9 5/8", 47.00 lbm/ft, P-110	TC-II (TC)	32-6500	8.625 A	1.12 C	1.01	1.63	1.41	188,437
10		9 5/8", 53.50 lbm/ft, T-95		6500-9000		1.43 C		2.56	1.62	80,436
11		9 5/8", 53.50 lbm/ft, HC-110	BTC, HC-110	9000-12500	8.500 A	1.56 L	1.11	2.46	1.35	136,867
12										Total = 405,742
14	Production Liner	7 5/8", 42.80 lbm/ft, T-95	LTC, T-95	12200-14000	6.376	1.42 L	1.08	1.71 J	1.26	41,854
15		7 5/8", 42.80 lbm/ft, P-110	LTC, P-110	14000-15000			1.13	1.99 J	1.36	24,416
16										Total = 66,270
19	L Conn Leak									Total = 821,950
20	F Conn Fracture									
21	J Conn Jump Out									
22	C Conn Critical									
23	A Alternate Drift									

Fig. 74.- Resultado del diseño de revestidores para la Sensibilidad 2.

Para el Caso Base se corrieron dos sensibilidades, una basándose en el diseño por mínimo costo (MC), Fig. 73, el cual es una función del programa que consiste en comparar varios revestidores entre sí, basándose en un precio arbitrario de uno de ellos, y la otra es tomando en cuenta la experiencia de los ingenieros, así como las características del campo, Fig. 74.

De estas dos sensibilidades se escogió la número uno (1) porque aunque la de MC posee un costo menor (\$ 821.950) que la otra sensibilidad (\$ 899.902), la primera se diseñó sin revestidores especiales a diferencia de la segunda, lo cual es indispensable debido que el campo Tácata presenta fluidos corrosivos (H₂S y CO₂). Por esta razón en la Sensibilidad 1 se emplea un revestidor especial 95-SS hasta una profundidad de 7000' (Fig. 74), como parte del hoyo de producción, ya que según estudios realizados por Intevep es a partir de 6500' (aproximadamente) donde estos gases comienzan a corroer las tuberías. Del apéndice 27 al 34 están los resultados de la Sensibilidad 1.

c) Sensibilidad 3, TÁCATA C Caso Contingencia (1):

String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (ft)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)				Design Cost (\$)
					Burst	Collapse	Axial	Triaxial	
1 Conductor Casing	20", 94.00 lbm/ft, K-55	Big Omega	32-1500	18.936	1.41	1.13	3.08 C	1.59	93,372
Total = 93,372									
4 Surface Casing	16", 109.00 lbm/ft, N-80	BTC, N-80	32-5700	14.501	2.55 L	1.26	5.26 F	2.50	446,328
Total = 446,328									
7 Intermediate Casing	13 3/8", 68.00 lbm/ft, N-80	TC-II (TC)	32-3300	12.259	1.60 C	1.03	2.17	1.67	125,662
8	13 3/8", 72.00 lbm/ft, HC-95		3300-6750	12.250 A	2.53	1.19	5.97	2.13	194,882
Total = 320,544									
11 Production Casing	9 5/8", 58.40 lbm/ft, 95-SS	NSCC	32-7000	8.375 A	1.14	1.80	1.83	1.39	293,666
12	9 5/8", 53.50 lbm/ft, P-110	TC-II (TC)	7000-10850	8.500 A	1.35	1.04	2.94	1.61	125,063
13	9 5/8", 53.50 lbm/ft, HC-110	BTC, HC-110	10850-12500		1.38 L	1.14		1.34	64,523
Total = 483,252									
16 Production Liner	7 5/8", 39.00 lbm/ft, P-110	SuPreme LX (SLX)	12200-15000	6.500	1.51	1.04	1.95 C	1.39	66,486
Total = 66,486									
Total = 1,409,982									
20 L Conn Leak									
21 F Conn Fracture									
22 C Conn Critical									
23 A Alternate Drift									
24									

Fig. 75.- Resultado del diseño de revestidores para la Sensibilidad 3.

d) Sensibilidad 4, Tácata C Caso Contingencia (2):

String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (ft)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)				Design Cost (\$)	
					Burst	Collapse	Axial	Triaxial		
1	Conductor Casing	20", 94.00 lbm/ft, K-55	Big Omega	32-1500	18.936	1.41	1.13	3.08 C	1.59	93,372
Total = 93,372										
4	Surface Casing	16", 84.00 lbm/ft, N-80	BTC, N-80	32-2300	14.823	2.58	1.05	4.44 F	2.89	153,578
5		16", 109.00 lbm/ft, J-55	BTC, J-55	2300-5700	14.501	2.24		6.71	1.72	181,858
Total = 335,436										
8	Intermediate Casing	13 3/8", 68.00 lbm/ft, N-80	TC-II (TC)	32-3050	12.259	1.60 C	1.11	2.20	1.67	116,049
9		13 3/8", 72.00 lbm/ft, HC-95	BTC, N-80	3050-6750	12.250 A	1.95 L	1.28	5.65 F	2.37	196,331
Total = 312,380										
12	Production Casing	9 5/8", 58.40 lbm/ft, 95-SS	NSCC	32-7000	8.375 A	1.14	1.80	1.83	1.39	293,666
13		9 5/8", 53.50 lbm/ft, P-110	TC-II (TC)	7000-10850	8.500 A	1.35	1.04	2.94	1.61	125,063
14		9 5/8", 53.50 lbm/ft, HC-110	BTC, HC-110	10850-12500		1.38 L	1.14		1.34	64,523
Total = 483,252										
17	Production Liner	7 5/8", 39.00 lbm/ft, P-110	SuPreme LX (SLX) (U)	12200-15000	6.500	1.51	1.04	1.95 C	1.39	66,486
Total = 66,486										
Total = 1,290,926										

Fig. 76.- Resultado del diseño de revestidores para la Sensibilidad 4.

e) Sensibilidad 5, Tácata C Caso Contingencia (3):

String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (ft)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)				Design Cost (\$)	
					Burst	Collapse	Axial	Triaxial		
1	Conductor Casing	20", 94.00 lbm/ft, K-55	Big Omega	32-1500	18.936	1.41	1.13	3.08 C	1.59	93,372
Total = 93,372										
4	Surface Casing	16", 84.00 lbm/ft, N-80	BTC, N-80	32-2300	14.823	2.58	1.05	4.44 F	2.89	153,578
5		16", 109.00 lbm/ft, N-80		2300-5700	14.501	2.55 L	1.26	9.60 F	2.50	229,144
Total = 382,722										
8	Intermediate Casing	13 3/8", 68.00 lbm/ft, N-80	TC-II (TC)	32-3050	12.259	1.60 C	1.11	2.20	1.67	116,049
9		13 3/8", 72.00 lbm/ft, HC-95	BTC, N-80	3050-6750	12.250 A	1.95 L	1.28	5.65 F	2.37	196,331
Total = 312,380										
12	Production Casing	9 5/8", 58.40 lbm/ft, 95-SS	NSCC	32-7000	8.375 A	1.14	1.80	1.83	1.39	293,666
13		9 5/8", 53.50 lbm/ft, P-110	TC-II (TC)	7000-10850	8.500 A	1.35	1.04	2.94	1.61	125,063
14		9 5/8", 53.50 lbm/ft, HC-110	BTC, HC-110	10850-12500		1.38 L	1.14		1.34	64,523
Total = 483,252										
17	Production Liner	7 5/8", 39.00 lbm/ft, P-110	SuPreme LX (SLX) (U)	12200-15000	6.500	1.51	1.04	1.95 C	1.39	66,486
Total = 66,486										
Total = 1,338,212										

Fig. 77.- Resultado del diseño de revestidores para la Sensibilidad 5.

f) Sensibilidad 6, Tácata C Caso Contingencia (MC):

String	OD/Weight/Grade	Connection	MD Interval (ft)	Drift Dia. (in)	Minimum Safety Factor (Abs)				Design Cost (\$)
					Burst	Collapse	Axial	Triaxial	
1 Conductor Casing	20", 94.00 lbm/ft, K-55	Big Omega	32-1500	18.936	1.41	1.13	3.08 C	1.59	93,372
2									Total = 93,372
4 Surface Casing	16", 75.00 lbm/ft, K-55	BTC, K-55	32-1200	14.937	1.80	1.38	2.74	1.93	66,489
5	16", 84.00 lbm/ft, J-55	BTC, J-55	1200-2200	14.823	1.77	1.04	3.95	1.99	60,075
6	16", 109.00 lbm/ft, K-55	BTC, K-55	2200-5700	14.501	2.24	1.05	6.71	1.72	240,888
7									Total = 367,452
9 Intermediate Casing	13 3/8", 68.00 lbm/ft, N-80	TC-II (TC)	32-3250	12.259	1.60 C	1.04	2.20	1.67	123,740
10	13 3/8", 72.00 lbm/ft, P-110		3250-4250	12.250 A	3.07	1.02	7.07	2.71	46,913
11	13 3/8", 72.00 lbm/ft, HC-95	BTC, HC-95	4250-6750		1.95 L	1.16	5.61 F	2.14	145,081
12									Total = 315,734
14 Production Casing	9 5/8", 58.40 lbm/ft, 95-SS	NSCC	32-7000	8.375 A	1.14	1.80	1.83	1.39	293,666
15	9 5/8", 53.50 lbm/ft, P-110	TC-II (TC)	7000-10850		1.35	1.04		1.61	125,063
16	9 5/8", 53.50 lbm/ft, HC-110	BTC, HC-110	10850-12500	8.500 A	1.38 L	1.14	2.94	1.34	64,523
17									Total = 483,252
19 Production Liner	7 5/8", 39.00 lbm/ft, P-110	SuPreme LX (SLX) (LJ)	12200-15000	6.500	1.51	1.04	1.95 C	1.39	66,486
20									Total = 66,486
21									
22									Total = 1,326,296
23	L Conn Leak								
24	F Conn Fracture								
25	C Conn Critical								
26	A Alternate Drift								
27									

Fig. 78.- Resultado del diseño de revestidores para la Sensibilidad 6.

Para el Caso Contingencia se corrieron cuatro sensibilidades, una basándose en el diseño por mínimo costo (MC), Fig. 78, y las otras es tomando en cuenta la experiencia de los ingenieros, así como las características del campo, Fig. 75, 76 y 77.

De estas cuatro sensibilidades se descarto la de MC (Sensibilidad 6) porque al ponerle el revestidor especial para el primer hoyo productor la combinación de los revestidores no es el más económico, ya que el del Caso Contingencia 2 es inferior en \$ 35.370. De los tres casos restantes si sólo se tomara en cuenta el factor económico la escogencia sería por la Sensibilidad 4 (\$ 1.290.926), ya que las otras salen en \$ 1.409.982 (Sensibilidad 3) y \$ 1.338.212 (Sensibilidad 5). Pero tomando en cuenta la simplicidad del diseño y material disponible la opción escogida es la sensibilidad 3. Del apéndice 35 al 44 están los resultados de la Sensibilidad 3.

- Diseño general de fluidos, cementación, mechas, sartas, etc.:
 - **Diseño del ensamblaje de fondo:** Teniendo listo el diseño de los hoyos y de los revestidores, se procede a especificar y analizar los ensamblajes de fondo necesarios para la formación de este pozo. Para llevar a cabo esta subactividad se empleó la aplicación WellPlan con el objetivo de definir y realizar recomendaciones del desempeño bajo las diferentes condiciones de operaciones.

El estudio y análisis se realizaron a los dos casos planificados como si fuesen pozos diferentes, a excepción del revestidor conductor que es similar en ambos casos. En las tablas siguientes se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 22. Hoyo conductor 26" Caso Base (Revestidor de 20" a 1500')

Sección Tipo	Longitud (pies)	Prof. (pies)	OD (pulg)	ID (pulg)	Peso (lb/pies)	Descripción Catálogo
Drill Pipe	462.5	462.5	5	4.276	21.44	DP 5 in, 19.50 ppf, X, NC50(XH), P
Heavy Weight	750	1212.5	6.625	4.5	70.5	HW Grant Prideco, 6 5/8 in, 70.50 ppf
Drill Collar	90	1302.5	6.5	2.813	91.76	DC 6 1/2 in, 2 13/16 in,
Sub	3	1305.5	5.4	2.76	59.71	XO 5 1/2, 5 1/2 x2 13/16 in
Drill Collar	90	1395.5	8	2.5	138.3	DC 8 in, 3 1/2 in,
Sub	3	1398.5	6.72	2.4	105.07	XO 6 3/4, 6 3/4 x2 1/2 in
Drill Collar	30	1428.5	9.5	2.5	224.49	DC 9 1/2 in, 2 1/2 in,
Stabilizer	5	1433.5	8.25	2.813	160.78	IBS 12 1/4" FG, 8 1/4 x2 13/16 in
Drill Collar	30	1463.5	9.5	2.5	224.49	DC 9 1/2 in, 2 1/2 in,
Stabilizer	5	1468.5	8.25	2.813	160.78	IBS 12 1/4" FG, 8 1/4 x2 13/16 in
Drill Collar	30	1498.5	9.5	2.5	224.49	DC 9 1/2 in, 2 1/2 in,
Bit	1.5	1500	26		120	

Tabla 23. Hoyo superficie 14 3/4" x 17 1/2" Caso Base (Revestidor de 13 3/8" a 6550')

Sección Tipo	Longitud (pies)	Prof. (pies)	OD (pulg)	ID (pulg)	Peso (lb/pies)	Descripción Catálogo
Drill Pipe	5452	5452	5	4.276	21.44	DP 5 in, 19.50 ppf, X, NC50(XH), P
Heavy Weight	750	6202	6.625	4.5	70.5	HW Grant Prideco, 6 5/8 in, 70.50 ppf
Sub	3	6205	5.4	2.76	59.71	XO 5 1/2, 5 1/2 x2 13/16 in
Drill Collar	180	6385	6.5	2.25	99.38	DC 6 1/2 in, 2 1/4 in,
Sub	3	6388	6.72	2.4	105.07	XO 6 3/4, 6 3/4 x2 1/2 in
Drill Collar	90	6478	8	2.5	154.33	DC 8 in, 2 1/2 in,
Stabilizer	5	6483	9	3	192.45	IBS 17 1/2" FG, 9 x3 in
Drill Collar	30	6513	9.5	2.5	224.49	DC 9 1/2 in, 2 1/2 in,
Stabilizer	5	6518	9	3	192.45	IBS 17 1/2" FG, 9 x3 in
Drill Collar	30	6548	9.5	2.5	224.49	DC 9 1/2 in, 2 1/2 in,
Bit	2	6550	17.5		120	

Tabla 24. Hoyo productor_1 12 ¼" Caso Base (Revestidor de 9 5/8" a 12500')

Sección Tipo	Longitud (pies)	Prof. (pies)	OD (pulg)	ID (pulg)	Peso (lb/pies)	Descripción Catálogo
Drill Pipe	11399,5	11399,5	5	4,276	21,44	DP 5 in, 19.50 ppf, X, NC50(XH), P
Heavy Weight	750	12149,5	6,625	4,5	70,5	HW Grant Prideco, 6 5/8 in, 70.50 ppf
Sub	3	12152,5	5,4	2,76	59,71	XO 5 1/2, 5 1/2 x2 13/16 in
Sub	3	12155,5	5,4	2,76	59,71	XO 5 1/2, 5 1/2 x2 13/16 in
Drill Collar	180	12335,5	6,5	2,25	99,38	DC 6 1/2 in, 2 1/4 in,
Sub	3	12338,5	6,72	2,4	105,07	XO 6 3/4, 6 3/4 x2 1/2 in
Drill Collar	90	12428,5	8	2,5	154,33	DC 8 in, 2 1/2 in,
Stabilizer	5	12433,5	8,25	2,813	160,78	IBS 12 1/4" FG, 8 1/4 x2 13/16 in
Drill Collar	30	12463,5	8	2,5	154,33	DC 8 in, 2 1/2 in,
Stabilizer	5	12468,5	8,25	2,813	160,78	IBS 12 1/4" FG, 8 1/4 x2 13/16 in
Drill Collar	30	12498,5	8	2,5	154,33	DC 8 in, 2 1/2 in,
Bit	1,5	12500	12,25		80	

Tabla 25. Hoyo productor_2 8 3/8" Caso Base (Camisa de 7 5/8" a 15000')

Sección Tipo	Longitud (pies)	Prof. (pies)	OD (pulg)	ID (pulg)	Peso (lb/pies)	Descripción Catálogo
Drill Pipe	14418,5	14418,5	5	4,276	21,44	DP 5 in, 19.50 ppf, X, NC50(XH), P
Heavy Weight	450	14868,5	5	3	49,7	HW Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
Drill Collar	60	14928,5	6,5	2,25	99,38	DC 6 1/2 in, 2 1/4 in,
Stabilizer	5	14933,5	6,25	2,813	83,27	IBS 8 3/8" FG, 6 1/4 x2 13/16 in
Drill Collar	30	14963,5	6,5	2,5	96,21	DC 6 1/2 in, 2 1/2 in,
Stabilizer	5	14968,5	6,25	2,813	83,27	IBS 8 3/8" FG, 6 1/4 x2 13/16 in
Drill Collar	30	14998,5	6,5	2,5	96,21	DC 6 1/2 in, 2 1/2 in,
Bit	1,5	15000	8,375		80	

Tabla 26. Hoyo conductor 26" Caso Contingencia (Revestidor de 20" a 1500')

Sección Tipo	Longitud (pies)	Prof. (pies)	OD (pulg)	ID (pulg)	Peso (lb/pies)	Descripción Catálogo
Drill Pipe	462,5	462,5	5	4,276	21,44	DP 5 in, 19.50 ppf, X, NC50(XH), P
Heavy Weight	750	1212,5	6,625	4,5	70,5	HW Grant Prideco, 6 5/8 in, 70.50 ppf
Drill Collar	90	1302,5	6,5	2,813	91,76	DC 6 1/2 in, 2 13/16 in,
Sub	3	1305,5	5,4	2,76	59,71	XO 5 1/2, 5 1/2 x2 13/16 in
Drill Collar	90	1395,5	8	2,5	138,3	DC 8 in, 3 1/2 in,
Sub	3	1398,5	6,72	2,4	105,07	XO 6 3/4, 6 3/4 x2 1/2 in
Drill Collar	30	1428,5	9,5	2,5	224,49	DC 9 1/2 in, 2 1/2 in,
Stabilizer	5	1433,5	8,25	2,813	160,78	IBS 12 1/4" FG, 8 1/4 x2 13/16 in
Drill Collar	30	1463,5	9,5	2,5	224,49	DC 9 1/2 in, 2 1/2 in,
Stabilizer	5	1468,5	8,25	2,813	160,78	IBS 12 1/4" FG, 8 1/4 x2 13/16 in
Drill Collar	30	1498,5	9,5	2,5	224,49	DC 9 1/2 in, 2 1/2 in,
Bit	1,5	1500	26		120	

Tabla 27. Hoyo superficie 20" Caso Contingencia (Revestidor de 16" a 5700')

Sección Tipo	Longitud (pies)	Prof. (pies)	OD (pulg)	ID (pulg)	Peso (lb/pies)	Descripción Catálogo
Drill Pipe	4602	4602	5	4,276	21,44	DP 5 in, 19.50 ppf, X, NC50(XH), P
Heavy Weight	750	5352	6,625	4,5	70,5	HW Grant Prideco, 6 5/8 in, 70.50 ppf
Sub	3	5355	5,4	2,76	59,71	XO 5 1/2, 5 1/2 x2 13/16 in
Drill Collar	180	5535	6,5	2,25	99,38	DC 6 1/2 in, 2 1/4 in,
Sub	3	5538	6,72	2,4	105,07	XO 6 3/4, 6 3/4 x2 1/2 in
Drill Collar	90	5628	8	2,5	154,33	DC 8 in, 2 1/2 in,
Stabilizer	5	5633	9	3	192,45	IBS 17 1/2" FG, 9 x3 in
Drill Collar	30	5663	9,5	2,5	224,49	DC 9 1/2 in, 2 1/2 in,
Stabilizer	5	5668	9	3	192,45	IBS 17 1/2" FG, 9 x3 in
Drill Collar	30	5698	9,5	2,5	224,49	DC 9 1/2 in, 2 1/2 in,
Bit	2	5700	20		120	

Tabla 28. Hoyo intermedio 14 3/4" x 17 1/2" Caso Contingencia (Revestidor 13 3/8" a 6750')

Sección Tipo	Longitud (pies)	Prof. (pies)	OD (pulg)	ID (pulg)	Peso (lb/pies)	Descripción Catálogo
Drill Pipe	5652,5	5652,5	5	4,276	21,44	DP 5 in, 19.50 ppf, X, NC50(XH), P
Heavy Weight	750	6402,5	6,625	4,5	70,5	HW Grant Prideco, 6 5/8 in, 70.50 ppf
Sub	3	6405,5	5,4	2,76	59,71	XO 5 1/2, 5 1/2 x2 13/16 in
Drill Collar	180	6585,5	6,5	2,25	99,38	DC 6 1/2 in, 2 1/4 in,
Sub	3	6588,5	6,72	2,4	105,07	XO 6 3/4, 6 3/4 x2 1/2 in
Drill Collar	90	6678,5	8	2,5	154,33	DC 8 in, 2 1/2 in,
Stabilizer	5	6683,5	9	3	192,45	IBS 17 1/2" FG, 9 x3 in
Drill Collar	30	6713,5	9,5	2,5	224,49	DC 9 1/2 in, 2 1/2 in,
Stabilizer	5	6718,5	9	3	192,45	IBS 17 1/2" FG, 9 x3 in
Drill Collar	30	6748,5	9,5	2,5	224,49	DC 9 1/2 in, 2 1/2 in,
Bit	1,5	6750	17,5		120	

Tabla 29. Hoyo productor_1 12 1/4" Caso Contingencia (Revestidor de 9 5/8" a 12500')

Sección Tipo	Longitud (pies)	Prof. (pies)	OD (pulg)	ID (pulg)	Peso (lb/pies)	Descripción Catálogo
Drill Pipe	11402,5	11402,5	5	4,276	21,44	DP 5 in, 19.50 ppf, X, NC50(XH), P
Heavy Weight	750	12152,5	6,625	4,5	70,5	HW Grant Prideco, 6 5/8 in, 70.50 ppf
Sub	3	12155,5	5,4	2,76	59,71	XO 5 1/2, 5 1/2 x2 13/16 in
Drill Collar	180	12335,5	6,5	2,25	99,38	DC 6 1/2 in, 2 1/4 in,
Sub	3	12338,5	6,72	2,4	105,07	XO 6 3/4, 6 3/4 x2 1/2 in
Drill Collar	90	12428,5	8	2,5	154,33	DC 8 in, 2 1/2 in,
Stabilizer	5	12433,5	8,25	2,813	160,78	IBS 12 1/4" FG, 8 1/4 x2 13/16 in
Drill Collar	30	12463,5	8	2,5	154,33	DC 8 in, 2 1/2 in,
Stabilizer	5	12468,5	8,25	2,813	160,78	IBS 12 1/4" FG, 8 1/4 x2 13/16 in
Drill Collar	30	12498,5	8	2,5	154,33	DC 8 in, 2 1/2 in,
Bit	1,5	12500	12,25		80	

Tabla 30. Hoyo productor_2 8 3/8" Caso Contingencia (Camisa de 7 5/8" a 15000')

Sección Tipo	Longitud (pies)	Prof. (pies)	OD (pulg)	ID (pulg)	Peso (lb/pies)	Descripción Catálogo
Drill Pipe	14418,5	14418,5	5	4,276	21,44	DP 5 in, 19.50 ppf, X, NC50(XH), P
Heavy Weight	450	14868,5	5	3	49,7	HW Grant Prideco, 5 in, 49.70 ppf
Drill Collar	60	14928,5	6,5	2,25	99,38	DC 6 1/2 in, 2 1/4 in,
Stabilizer	5	14933,5	6,25	2,813	83,27	IBS 8 3/8" FG, 6 1/4 x2 13/16 in
Drill Collar	30	14963,5	6,5	2,5	96,21	DC 6 1/2 in, 2 1/2 in,
Stabilizer	5	14968,5	6,25	2,813	83,27	IBS 8 3/8" FG, 6 1/4 x2 13/16 in
Drill Collar	30	14998,5	6,5	2,5	96,21	DC 6 1/2 in, 2 1/2 in,
Bit	1,5	15000	8,375		80	

- **Diseño del fluido de perforación:** Con el estudio realizado en la Ingeniería Conceptual de los pozos vecinos, los fluidos de perforación que serán empleados en las distintas fases del pozo, deberán garantizar la integridad del hoyo, limpieza y resguardo de los equipos y/o accesorios que conforman el ensamblaje de fondo. A continuación se presenta el rango referencial de propiedades, Tabla 31, y de volumetría, Tabla 32 de dichos fluidos. Sólo se tomará el caso de contingencia, ya que éste contiene un mayor número de elementos para lo concerniente al presupuesto. Este diseño fue suministrado por el ingeniero de fluido, que es el especialista en el departamento de perforación.

Tabla 31. Rango referencial de las propiedades del fluido por fase.

HOYO	CONDUCTOR	SUPERFICIE	INTERMEDIO	PRODUCCIÓN	PRODUCCIÓN
PROPIEDADES	AGUA-GEL	100% AMN	100% AMN	100% AMN (DRILL-IN)	100% AMN (DRILL-IN)
Densidad, lpg	8.7 – 9.2	11.0 – 11.8	10.5 – 11.0	15.0 – 15.5	15.0 – 14.8
Visc. Embudo	45 – 50	50 – 60	50 – 55	55 – 65	60 – 55
Visc. Plástica	15 – 18	22 – 26	20 – 22	32 – 35	32 – 30
Punto Cedente	12 – 14	18 – 20	16 – 18	14 – 16	12 – 14
Geles	5 – 10	8 – 10 / 20 – 22	8 – 10 / 18 – 20	10 – 12 / 22 – 25	12 – 10 / 25 – 22
L6 / L3	-	16-15 / 15-14	15 – 14 / 14 – 13	14 – 13 / 13 - 12	11-10 / 10 – 9
SBG, %	-	< 6	< 6	< 6	< 6
Filtrado API	< 12	-	-	-	-
Ph	9.0 – 9.5	-	-	-	-
MBT	25 – 30	-	-	-	-
Estab. Eléctrica	-	> 2000	> 2000	> 2000	> 2000
Filtrado HTHP	-	8 - 5	7 – 5	<= 3	<= 3

Tabla 32. Rango referencial de volumetría por fase.

HOYO (Diámetro)	REV	INTERVALO (Pies)	TIPO DE LODO	VOLUMEN (Bls)	TIEMPO (Días)
CONDUCTOR 26"	20"	0 – 1500	AGUA GEL	3500	10
SUPERFICIE 17 ½" a 20"	16"	1500 – 5600	100 % AMN	6000	18
INTERMEDIO 14 ¾" a 17 ½"	13 3/8"	5600 – 6900	100% AMN	1500	15
PRODUCCIÓN 12 ¼"	9 5/8"	6900 – 12500	100% AMN-DRILLIN	5500	32
PRODUCCIÓN 8 3/8"	Liner 5 ½"	12500 – 14500	100% AMN-DRILLIN	2000	105
TOTALES		14500		18500	180

- **Diseño de cementación:** Teniendo en cuenta el diseño de los hoyos, revestidores y profundidad de asentamiento de los mismos, el ingeniero de cementación realizó un programa general de cementación de revestidores. El programa se basa, al igual que el de fluido de perforación, en el caso contingencia porque contiene un mayor número de elementos a considerar para el cálculo del presupuesto.

Revestidor conductor de 20" a 1500':

Tabla 33. Lechada de llenado. Revestidor de 20":

Formulación	Cemento API clase B + 0.5% Metasilicato de sodio + 6% Bentonita
Densidad	12.5 lpg.
Rendimiento	2.17 PC/saco
Agua Libre	< 1%
Resistencia a la compresión a 24 h	> 500 lpc
Tiempo de espesamiento	3 h 30 min.
Vol. de lechada	250 barriles

Tabla 34. Lechada de cola. Revestidor de 20":

Formulación	Cemento API clase B + 1% CaCl ₂
Densidad	15.6 lpg
Rendimiento	1.18 PC/saco
Tiempo de espesamiento	2 h 30 min.
Agua Libre	< 0.5%
Resistencia a la compresión a 12 h	> 1500 lpc
Volumen de lechada	120 barriles

Revestidor Superficial de 16" a 5700':

Prelujos:

Se usarán 20 barriles de lavador base aceite Vassa + surfactantes y 80 barriles de espaciador base agua o dual de 12 lpg. Estos fluidos deben tener:

- 100% de Compatibilidad reológica con lodo y lechada de cemento.
- Tren de densidad y reología ascendente con respecto al fluido de perforación.

Tabla 35. Lechada de llenado. Revestidor de 16":

Formulación	Cemento API clase B + 4% Bentonita + 0,5% Metasilicato + 0.6% Control de Filtrado + 0.6% Retardador + 10 LPS Material de perdida de circulación
Densidad	13.5 lpg.
Rendimiento	1.75 PC/saco
Filtrado	< 300cc
Resistencia a la compresión a 24 h	> 800 lpc
Tiempo de espesamiento	8 h
Agua Libre	< 0.5%
Volumen de lechada	500 barriles

Tabla 36. Lechada de cola. Revestidor de 16":

Formulación	Cemento API clase B + 0.3% Retardador + 0.9% Control de filtrado
Densidad	15.6 lpg.
Rendimiento	1.18 PC/saco
Filtrado	< 150 cc a 30 min.
Tiempo de espesamiento	6 h 30 min.
Agua Libre	0%
Resistencia a la compresión a 24 h	> 2000 lpc
Volumen de lechada	200 barriles

Revestidor superficial de 13 3/8" a 6750':

Espaciadores:

Se usarán 50 barriles de espaciador base aceite + 50 barriles de espaciador base agua o 100 barriles de espaciador dual a 12.0 lpg. Estos fluidos deben tener:

- 100% de Compatibilidad reológica con lodo y lechada de cemento.
- Tren de densidad y reología ascendente con respecto al fluido de perforación.

Tabla 37. Lechada de llenado. Revestidor de 13 3/8":

Formulación	Cemento API Clase G ó H + 0.2% Control de Filtrado + 0.5% Dispersante + 0.5% Retardador
Densidad	13.5 lb/gal.
Rendimiento	1.75 PC/saco
Filtrado	< 300 cc a 30 min.
Resistencia a la compresión a 24 h	> 1000 lpc
Tiempo de espesamiento	5 h 35 min.
Agua Libre	< 0.5%
Volumen de lechada	270 barriles

Tabla 38. Lechada de cola. Revestidor de 13 3/8":

Formulación	Cemento API Clase H + 0.35% Retardador + 0.2%Control de Filtrado + 1.1% Dispersante
Densidad	16.2 lpg
Rendimiento	1.04 PC/saco
Filtrado	< 150 cc a 30 min.
Tiempo de espesamiento	4 h 50 min.
Resistencia a la compresión a 24 h	> 2000 lpc
Agua Libre	0%
Volumen de lechada	85 barriles

Revestidor de producción de 9 5/8" a 12500':

Espaciadores:

Se usarán 50 barriles de espaciador base aceite + 50 barriles de espaciador base agua o 100 barriles de espaciador dual a 15.8 lpg. Estos fluidos deben tener:

- 100% de Compatibilidad reológica con lodo y lechada de cemento.
- Tren de densidad y reología ascendente con respecto al fluido de perforación.

Tabla 39. Lechada de llenado. Revestidor de 9 5/8":

Formulación	Cemento API Clase H + 35% Silica Flour + 0.3% Control de Filtrado + 1.3% Dispersante + 0.5% Retardador
Densidad	16.2 lb/gal.
Rendimiento	1.44 PC/saco
Filtrado	< 150 cc a 30 min.
Resistencia a la compresión a 24 h	> 2000 lpc
Tiempo de espesamiento	6 h
Agua Libre	< 0.5%
Volumen de lechada	270 barriles

Tabla 40. Lechada de cola (premezclada) Revestidor de 9 5/8”:

Formulación	Cemento API Clase H + 35% Silica + 0.35% Retardador + 0.2%Control de Filtrado + 1.1% Dispersante + 0,7% antimigratorio
Densidad	16.5 lpg
Rendimiento	1.39 PC/saco
Filtrado	<= 50 cc a 30 min.
Tiempo de espesamiento	4 h 30 min.
Resistencia a la compresión a 24 h	> 2000 lpc
Agua Libre	0%
Volumen de lechada	50 barriles

“Liner” de producción a 15000’:

Espaciador:

El fluido de perforación que se usará en este hoyo es 100% aceite mineral. Para remover el lodo gelificado se debe utilizar un espaciador dual compatible con aceite mineral. Las propiedades del espaciador deben ser:

- 100% de Compatibilidad reológica con lodo y lechada de cemento.
- Tren de densidad y reología ascendente con respecto al fluido de perforación.

Tabla 41. Lechada única antimigratoria (premezclada) Camisa de 7 5/8”:

Formulación	Cemento API Clase H+ 35% Sílica + 0.7%Antimigratorio + 0.7% Retardador + 0.6% Dispersante + 0.4% Control de filtrado.
Densidad	16.0 lpg
Rendimiento	1.45 PC/saco
Filtrado	< 50 cc
Resistencia a la compresión a 24 h	> 2500 lpc
Tiempo de espesamiento	3 h 50 min.
Agua Libre	0%
Desarrollo de geles	Rápido desarrollo de gel estático a fin de minimizar el efecto de deshidratación frente a las zonas permeables.
Sedimentación	<= 0,2%
Volumen de lechada	140 barriles (hoyo+500' overlap+300' sobre colgador)

- **Torque y arrastre:** Se realizó el análisis y evaluación del torque y arrastre de las sargas de tubería y revestidores presente en los dos casos del pozo planificado, utilizando la información definida para los ensamblajes de fondo, los revestidores diámetros de hoyos a perforar y los fluidos a utilizar durante la perforación. Para ello se empleó el módulo Torque y Arrastre del

WellPlan. A continuación se muestra lo obtenido por la aplicación por cada caso y fase, así como recomendaciones para cada una para evitar bucle helicoidal y sinusoidal, sin embargo, se puede trabajar con bucle sinusoidal.

Tabla 42. Torque y arrastre. Hoyo 26" Caso Base (Revestidor de 20" a 1500')

Load Case	STF	B	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (kip)	Total Stretch (ft)	Axial Stress=0 (MD) (ft)	Axial Stress=0 (BIT) (ft)	Neutral Point (MD) (ft)	Neutral Point (BIT) (ft)
TRIPPING OUT	~~~~	~	0	0	0	91	0,4	1398,5	101,5	1500	0
ROTATING ON BOTTOM	~~~~	S	1500	0,1	0	61	0,2	1305,5	194,5	1302	198
TRIPPING IN	~~~~	~	0	0	0	91	0,4	1398,5	101,5	1500	0
ROTATING OFF BOTTOM	~~~~	~	0	0	0	91	0,4	1398,5	101,5	1500	0

Nota: Se debe mantener el peso sobre la mecha en **30** y **20** Klbs para evitar los bucles helicoidal y sinusoidal respectivamente.

Tabla 43. Torque y arrastre. Hoyo 17 1/2" Caso Base (Revestidor de 13 3/8" a 6550')

Load Case	STF	B	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (kip)	Total Stretch (ft)	Axial Stress=0 (MD) (ft)	Axial Stress=0 (BIT) (ft)	Neutral Point (MD) (ft)	Neutral Point (BIT) (ft)
TRIPPING OUT	~~~~	~	0	0	0	202,8	4,5	6202	348	6550	0
ROTATING ON BOTTOM	~~~~	~	1637,1	0,6	0,1	177,3	3,7	5918,6	631,4	6385	165
TRIPPING IN	~~~~	~	0	0	0	201,9	4,5	6202	348	6550	0
ROTATING OFF BOTTOM	~~~~	~	260,3	0,1	0,1	202,3	4,5	6202	348	6550	0

Nota: Se debe mantener el peso sobre la mecha en **35** y **25** Klbs para evitar los bucles helicoidal y sinusoidal respectivamente.

Tabla 44. Torque y arrastre. Hoyo 12 1/4" Caso Base (Revestidor de 9 5/8" a 12500')

Load Case	STF	B	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (kip)	Total Stretch (ft)	Axial Stress=0 (MD) (ft)	Axial Stress=0 (BIT) (ft)	Neutral Point (MD) (ft)	Neutral Point (BIT) (ft)
TRIPPING OUT	~~~~	~	0	0	0	263,4	10,5	11399,5	1100,5	12500	0
ROTATING ON BOTTOM	~~~~	S	1500	1,2	0	243,4	9	11399,5	1100,5	12326,5	173,5
TRIPPING IN	~~~~	~	0	0	0	263,4	10,5	11399,5	1100,5	12500	0
ROTATING OFF BOTTOM	~~~~	~	0	0	0	263,4	10,5	11399,5	1100,5	12500	0

Nota: Se debe mantener el peso sobre la mecha en **20** y **15** Klbs para evitar los bucles helicoidal y sinusoidal respectivamente.

Tabla 45. Torque y arrastre. Hoyo 8 3/8" Caso Base (Camisa de 7 5/8" a 15000')

Load Case	STF	B	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (kip)	Total Stretch (ft)	Axial Stress=0 (MD) (ft)	Axial Stress=0 (BIT) (ft)	Neutral Point (MD) (ft)	Neutral Point (BIT) (ft)
TRIPPING OUT	~~~~	~	0	0	0	269,7	11,1	14229,6	770,4	15000	0
ROTATING ON BOTTOM	~~~~	S	1500	1,5	0	257,7	10	13669,9	1330,1	14811,4	188,6
TRIPPING IN	~~~~	~	0	0	0	269,7	11,1	14229,6	770,4	15000	0
ROTATING OFF BOTTOM	~~~~	~	0	0	0	269,7	11,1	14229,6	770,4	15000	0

Nota: Se debe mantener el peso sobre la mecha en **10** y **5** Klbs para evitar los bucles helicoidal y sinusoidal respectivamente.

Tabla 46. Torque y arrastre. Hoyo 26" Caso Contingencia (Revestidor de 20" a 1500')

Load Case	STF	B	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (kip)	Total Stretch (ft)	Axial Stress=0 (MD) (ft)	Axial Stress=0 (BIT) (ft)	Neutral Point (MD) (ft)	Neutral Point (BIT) (ft)
TRIPPING OUT	~~~~	~	0	0	0	91	0,4	1398,5	101,5	1500	0
ROTATING ON BOTTOM	~~~~	S	1500	0,1	0	61	0,2	1305,5	194,5	1302	198
TRIPPING IN	~~~~	~	0	0	0	91	0,4	1398,5	101,5	1500	0
ROTATING OFF BOTTOM	~~~~	~	0	0	0	91	0,4	1398,5	101,5	1500	0

Nota: Se debe mantener el peso sobre la mecha en **30** y **20** Klbs para evitar los bucles helicoidal y sinusoidal respectivamente.

Tabla 47. Torque y arrastre. Hoyo 20" Caso Contingencia (Revestidor de 16" a 5700')

Load Case	STF	B	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (kip)	Total Stretch (ft)	Axial Stress=0 (MD) (ft)	Axial Stress=0 (BIT) (ft)	Neutral Point (MD) (ft)	Neutral Point (BIT) (ft)
TRIPPING OUT	~~~~	~	0	0	0	190	3,6	5352	348	5700	0
ROTATING ON BOTTOM	~~~~	~	1617,1	0,5	0	164,6	2,8	5139,1	560,9	5530,5	169,5
TRIPPING IN	~~~~	~	0	0	0	189,3	3,6	5352	348	5700	0
ROTATING OFF BOTTOM	~~~~	~	227,2	0,1	0,1	189,6	3,6	5352	348	5700	0

Nota: Se debe mantener el peso sobre la mecha en **35** y **25** Klbs para evitar los bucles helicoidal y sinusoidal respectivamente.

Tabla 48. Torque y arrastre. Hoyo 17 1/2" Caso Contingencia (Revestidor de 13 3/8" a 6750')

Load Case	STF	B	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (kip)	Total Stretch (ft)	Axial Stress=0 (MD) (ft)	Axial Stress=0 (BIT) (ft)	Neutral Point (MD) (ft)	Neutral Point (BIT) (ft)
TRIPPING OUT	~~~~	~	0	0	0	186,1	4,8	6402,5	347,5	6750	0
ROTATING ON BOTTOM	~~~~	~	1568,9	0,6	0	160,8	3,8	6083,5	666,5	6584,4	165,6
TRIPPING IN	~~~~	~	0	0	0	185,6	4,7	6402,5	347,5	6750	0
ROTATING OFF BOTTOM	~~~~	~	130,2	0	0	185,8	4,7	6402,5	347,5	6750	0

Nota: Se debe mantener el peso sobre la mecha en **35** y **25** Klbs para evitar los bucles helicoidal y sinusoidal respectivamente.

Tabla 49. Torque y arrastre. Hoyo 12 1/4" Caso Contingencia (Revestidor de 9 5/8" a 12500')

Load Case	STF	B	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (kip)	Total Stretch (ft)	Axial Stress=0 (MD) (ft)	Axial Stress=0 (BIT) (ft)	Neutral Point (MD) (ft)	Neutral Point (BIT) (ft)
TRIPPING OUT	~~~~	~	0	0	0	263,3	10,5	11402,5	1097,5	12500	0
ROTATING ON BOTTOM	~~~~	S	1500	1,2	0	243,3	9	11402,5	1097,5	12326,5	173,5
TRIPPING IN	~~~~	~	0	0	0	263,3	10,5	11402,5	1097,5	12500	0
ROTATING OFF BOTTOM	~~~~	~	0	0	0	263,3	10,5	11402,5	1097,5	12500	0

Nota: Se debe mantener el peso sobre la mecha en **20** y **15** Klbs para evitar los bucles helicoidal y sinusoidal respectivamente.

Tabla 50. Torque y arrastre. Hoyo 8 3/8" Caso Contingencia (Camisa de 7 5/8" a 15000')

Load Case	STF	B	Torque at Rotary Table (ft-lbf)	Windup With Torque (revs)	Windup Without Torque (revs)	Measured Weight (kip)	Total Stretch (ft)	Axial Stress=0 (MD) (ft)	Axial Stress=0 (BIT) (ft)	Neutral Point (MD) (ft)	Neutral Point (BIT) (ft)
TRIPPING OUT	~	~	0	0	0	269,7	11,1	14229,6	770,4	15000	0
ROTATING ON BOTTOM	~	S	1500	1,5	0	257,7	10	13669,9	1330,1	14811,4	188,6
TRIPPING IN	~	~	0	0	0	269,7	11,1	14229,6	770,4	15000	0
ROTATING OFF BOTTOM	~	~	0	0	0	269,7	11,1	14229,6	770,4	15000	0

Nota: Se debe mantener el peso sobre la mecha en **10 y 5 Klbs** para evitar los bucles helicoidal y sinusoidal respectivamente.

- **Diseño de las velocidades críticas de la sarta:** Para obtener los resultados se corrió el “Critical Speed”, que es un módulo de la aplicación WellPlan, obteniéndose los requerimientos de las velocidades críticas de rotación para las diferentes sargas a ser utilizadas durante la perforación del pozo. A continuación se muestra los resultados de cada fase y caso.

- Velocidad crítica del Caso Base:** Primero empezaremos con el Caso Base y sus fases 26", 14 3/4" x 17 1/2", 12 1/4" y 8 3/8".

Para el hoyo conductor los puntos críticos de esfuerzo se encuentran a partir de las **173 rpm** aproximadamente, por lo que se debe estar el menor tiempo posible en esa zona para evitar que la tubería entre en resonancia y falle por fatiga, ver Fig. 79 y en la Fig. 80 se puede ver de manera tridimensional la velocidad de la sarta, el esfuerzo equivalente y la distancia a la mecha, lo que sirve para ver en que puntos está la parte más sensible de la sarta.

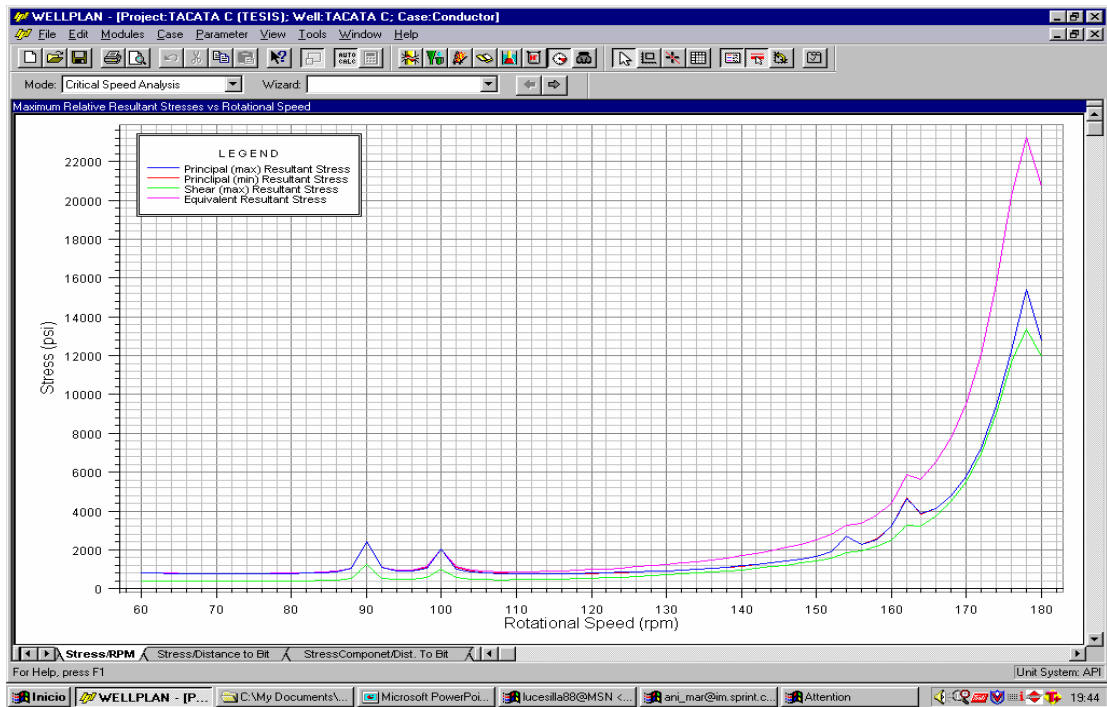


Fig. 79.- Gráfico de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 26".

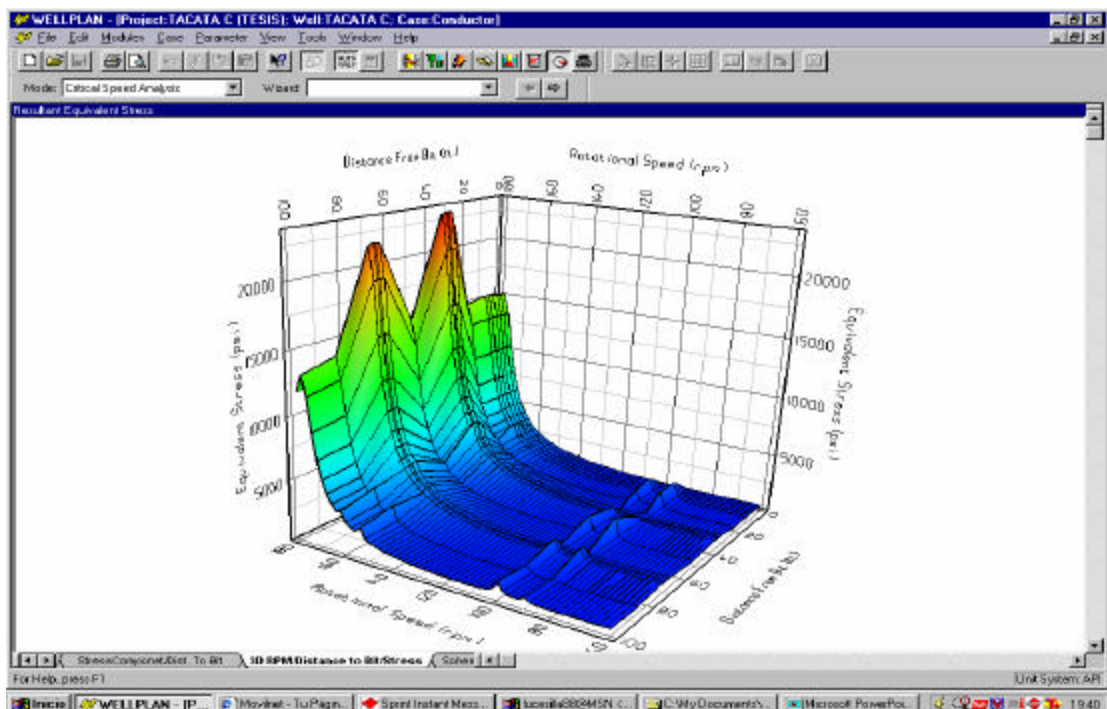


Fig. 80.- Gráfico 3D de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 26".

Para el hoyo superficie los puntos críticos de esfuerzo se encuentran entre los 140 y 147 rpm aproximadamente, por lo que se debe estar el

menor tiempo posible en esa zona para evitar que la tubería entre en resonancia y falle por fatiga, ver Fig. 81 y en la Fig. 82 se puede ver de manera tridimensional la velocidad de la sarta, el esfuerzo equivalente y la distancia a la mecha, lo que sirve para ver en que puntos está la parte más sensible de la sarta.

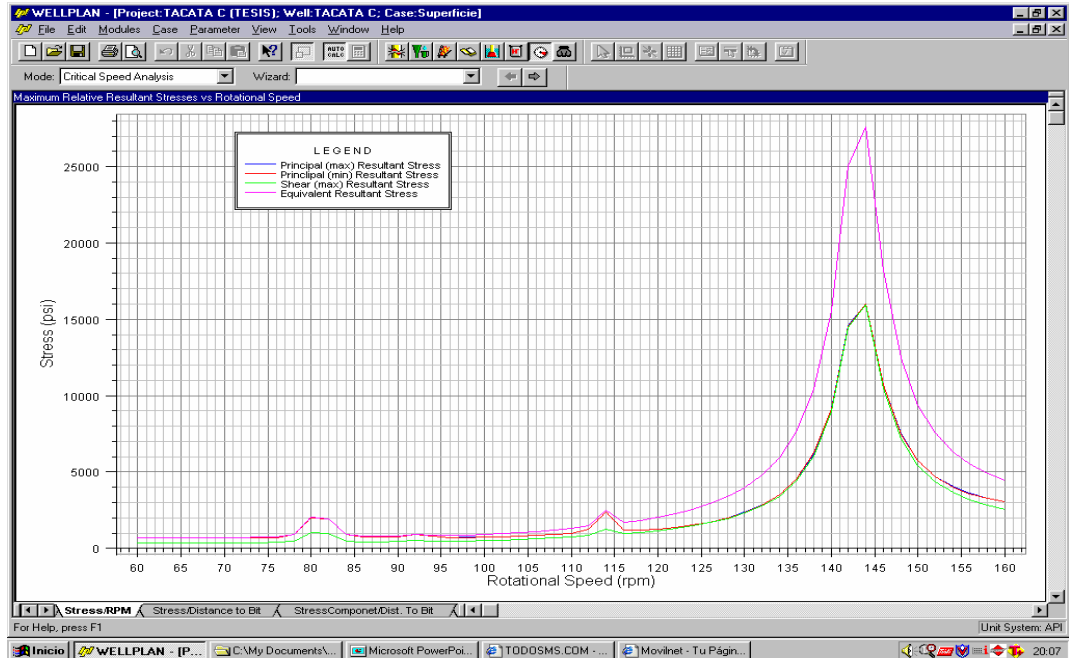


Fig. 81.- Gráfico de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 14 ¾" x 17 ½".

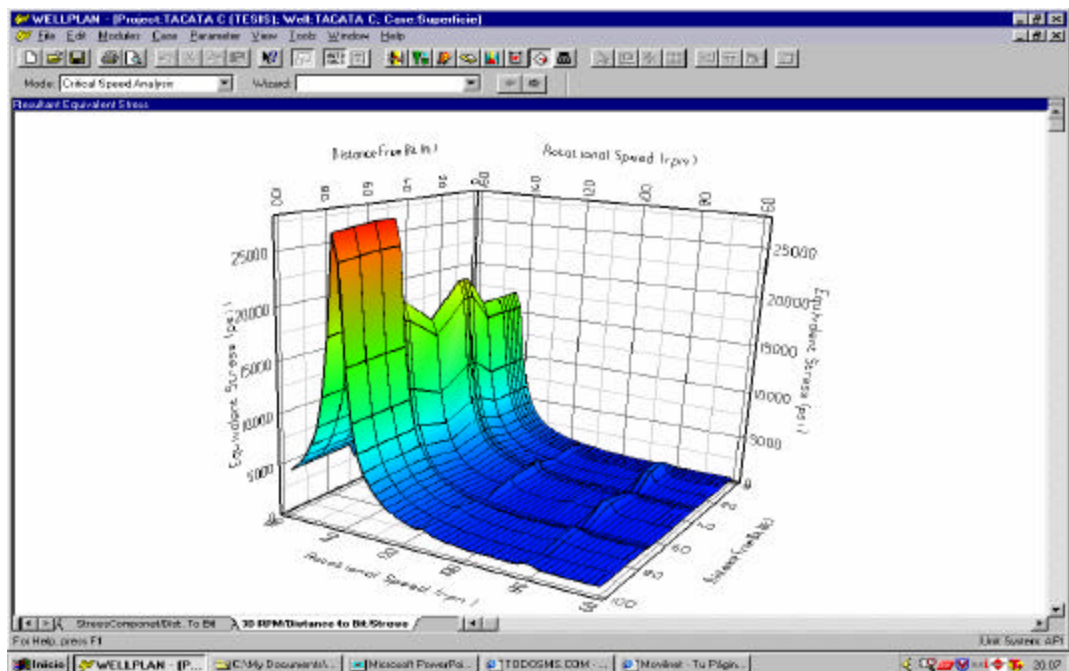


Fig. 82.- Gráfico 3D de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 14 ¾" x 17 ½".

Para el hoyo de producción 1 los puntos críticos de esfuerzo se encuentran entre los **93** y **97** rpm aproximadamente, por lo que se debe estar el menor tiempo posible en esa zona para evitar que la tubería entre en resonancia y falle por fatiga, ver Fig. 83 y en la Fig. 84 se puede ver de manera tridimensional la velocidad de la sarta, el esfuerzo equivalente y la distancia a la mecha, lo que sirve para ver en que puntos está la parte más sensible de la sarta.

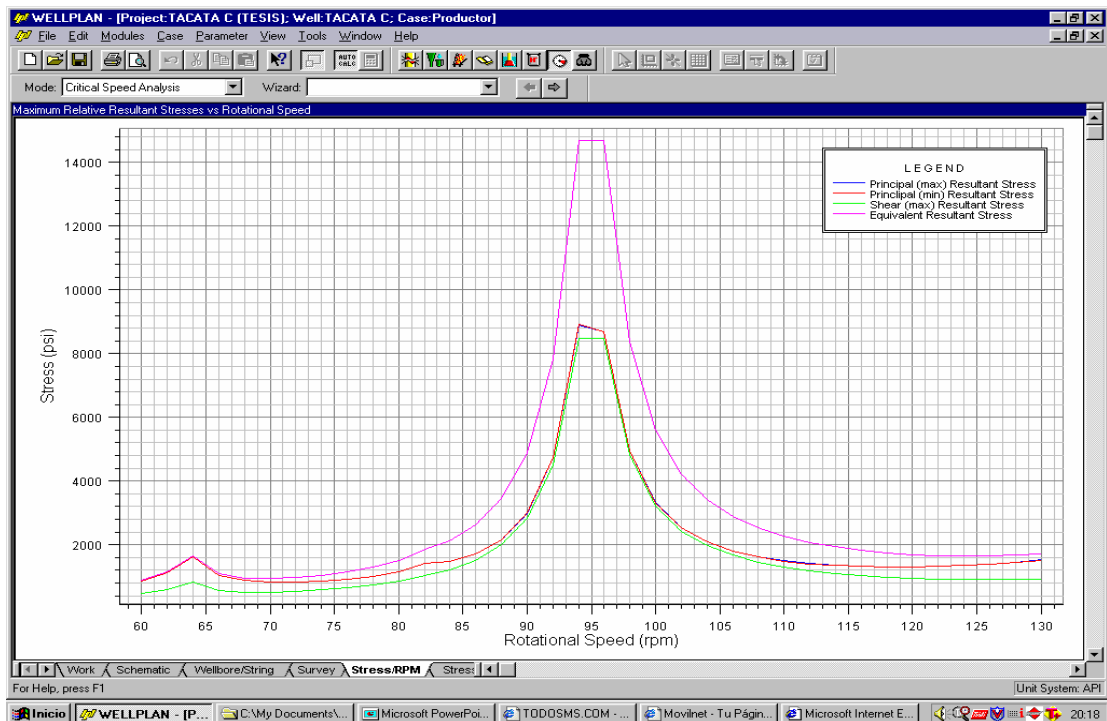


Fig. 83.- Gráfico de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 12 ¼".

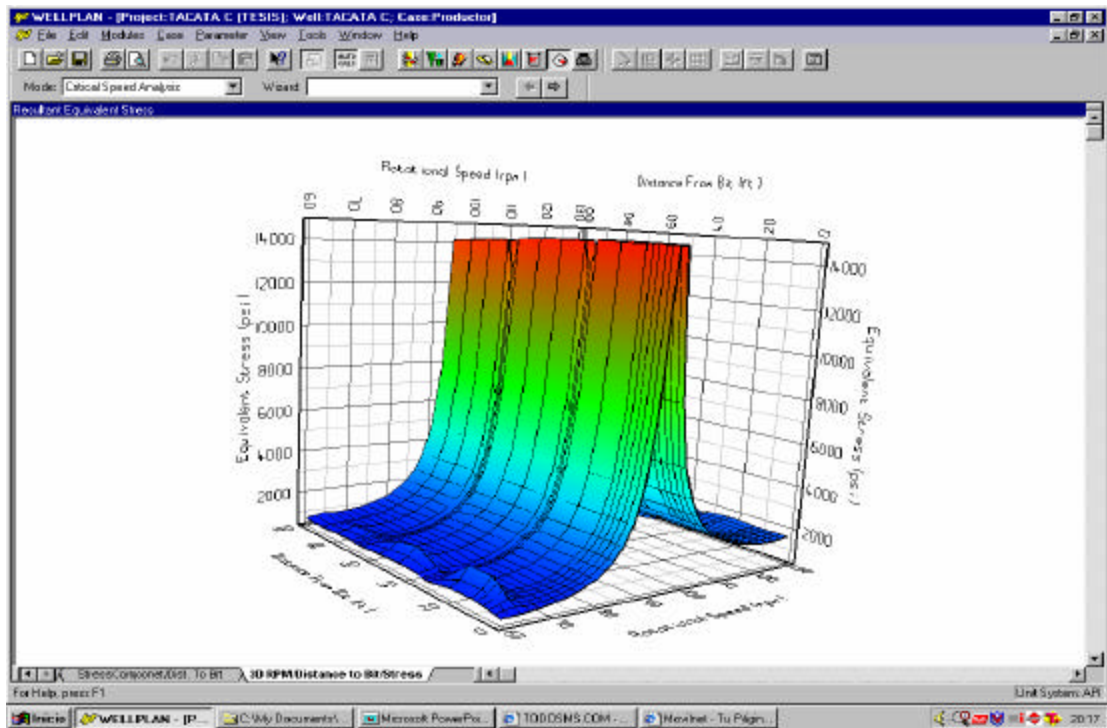


Fig. 84.- Gráfico 3D de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 12 ¼”.

Para el hoyo de producción 2 los puntos críticos de esfuerzo se encuentran entre los **72 y 77 rpm** aproximadamente, por lo que se debe estar el menor tiempo posible en esa zona para evitar que la tubería entre en resonancia y falle por fatiga, ver Fig. 85 y en la Fig. 86 se puede ver de manera tridimensional la velocidad de la sarta, el esfuerzo equivalente y la distancia a la mecha, lo que sirve para ver en que puntos está la parte más sensible de la sarta.

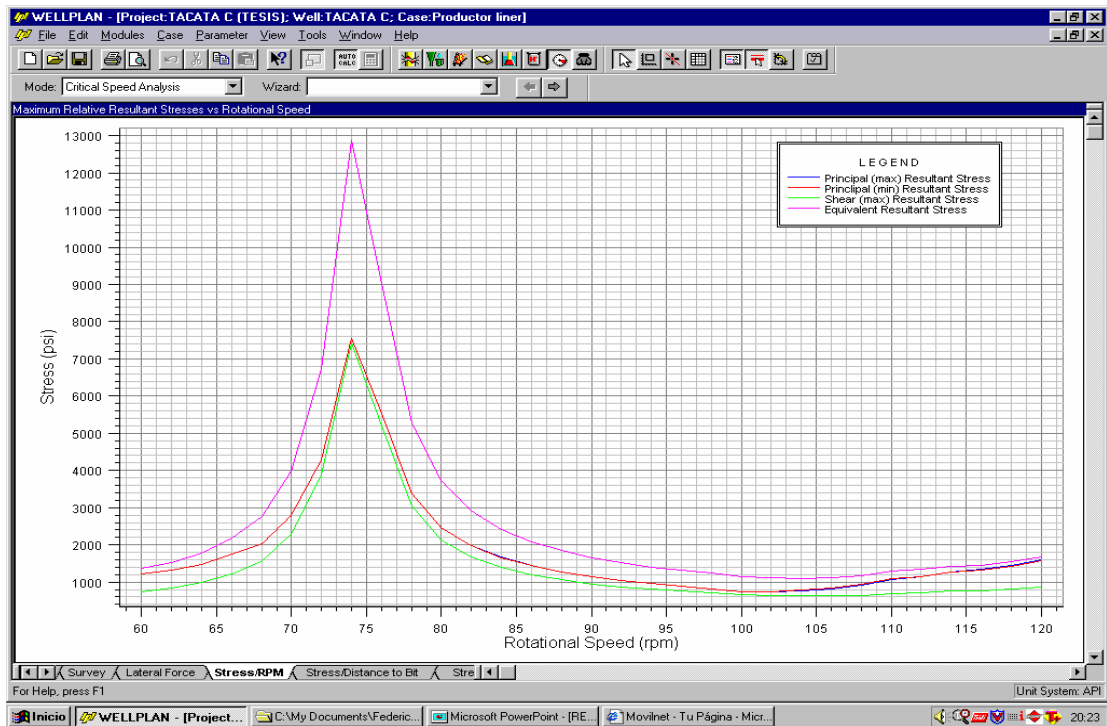


Fig. 85.- Gráfico de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 8 3/8".

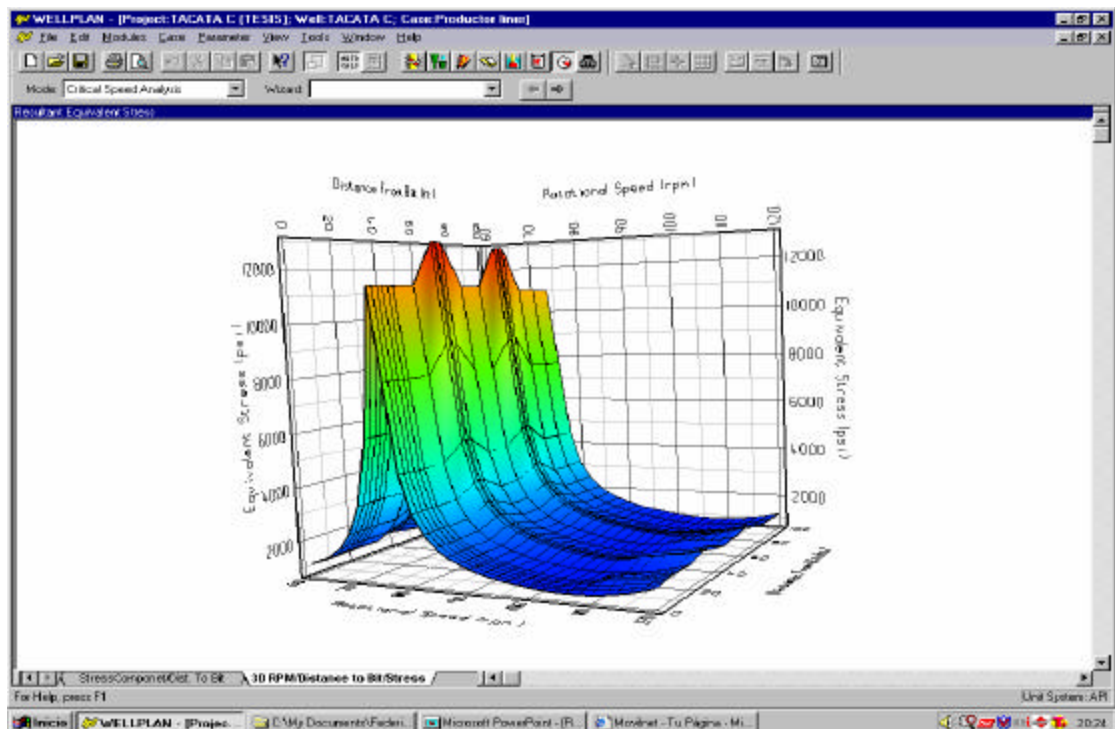


Fig. 86.- Gráfico 3D de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 8 3/8".

- b) **Velocidad crítica del Caso Contingencia:** El Caso Base y sus fases 26", 17 ½" x 20", 14 ¾" x 17 ½", 12 ¼" y 8 3/8".

Para el hoyo conductor los puntos críticos de esfuerzo se encuentran a partir de las **173 rpm** aproximadamente, por lo que se debe estar el menor tiempo posible en esa zona para evitar que la tubería entre en resonancia y falle por fatiga, ver Fig. 87 y en la Fig. 88 se puede ver de manera tridimensional la velocidad de la sarta, el esfuerzo equivalente y la distancia a la mecha, lo que sirve para ver en que puntos está la parte más sensible de la sarta.

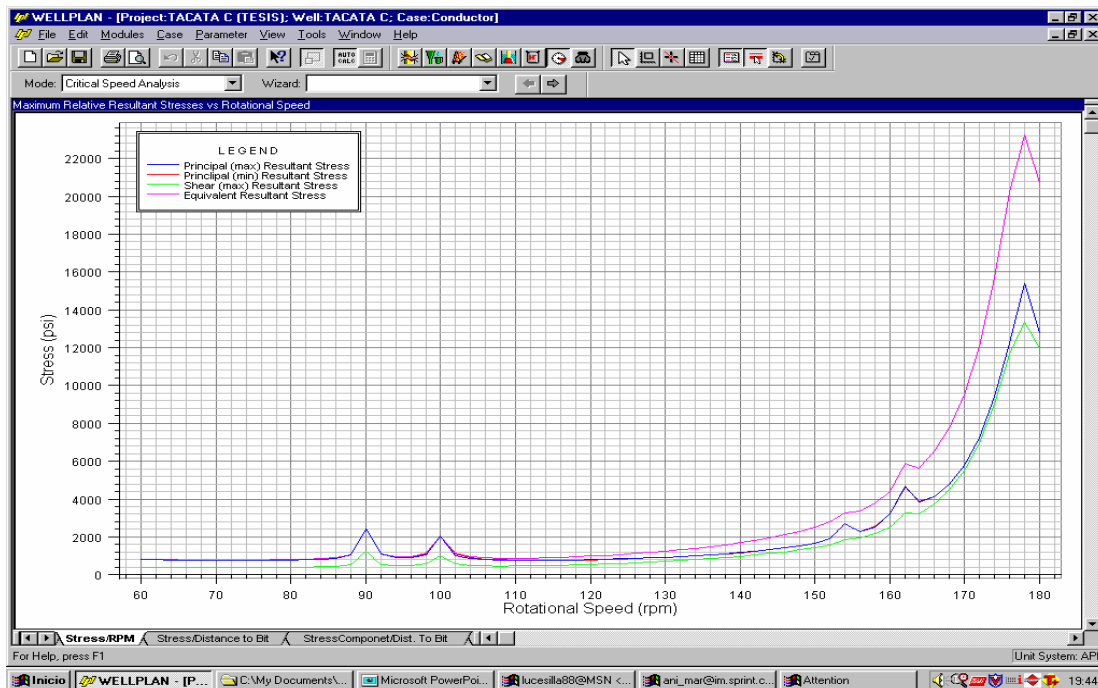


Fig. 87.- Gráfico de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 26".

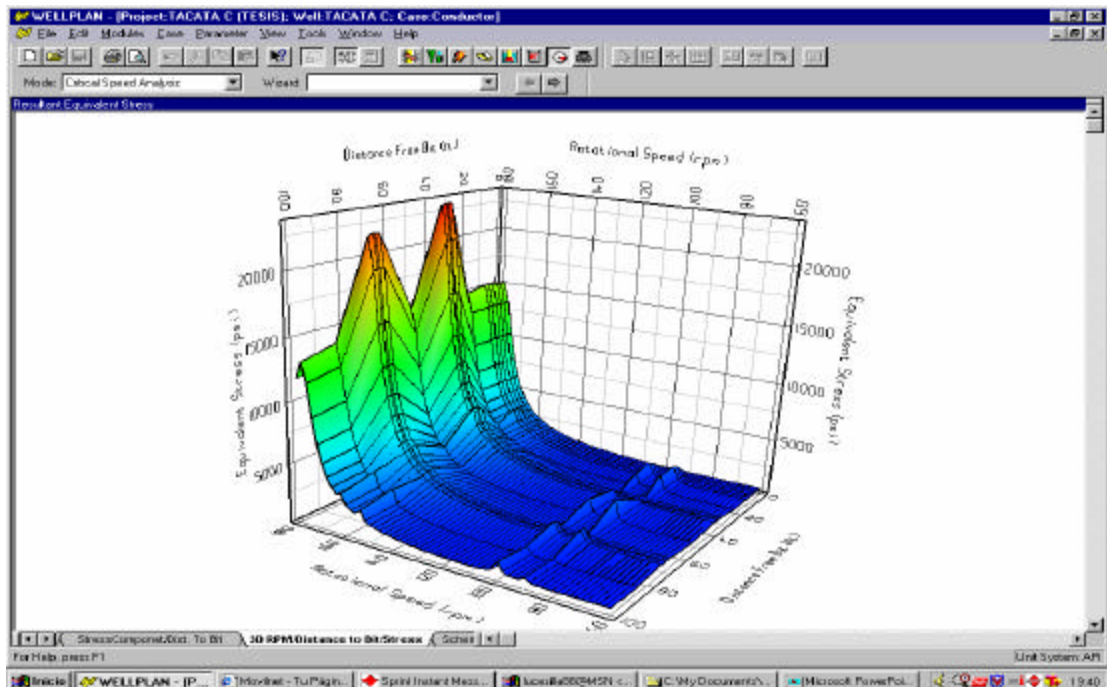


Fig. 88.- Gráfico 3D de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 26".

Para el hoyo superficie los puntos críticos de esfuerzo se encuentran entre los **146** y **153** rpm aproximadamente, por lo que se debe estar el menor tiempo posible en esa zona para evitar que la tubería entre en resonancia y falle por fatiga, ver Fig. 89 y en la Fig. 90 se puede ver de manera tridimensional la velocidad de la sarta, el esfuerzo equivalente y la distancia a la mecha, lo que sirve para ver en que puntos está la parte más sensible de la sarta.

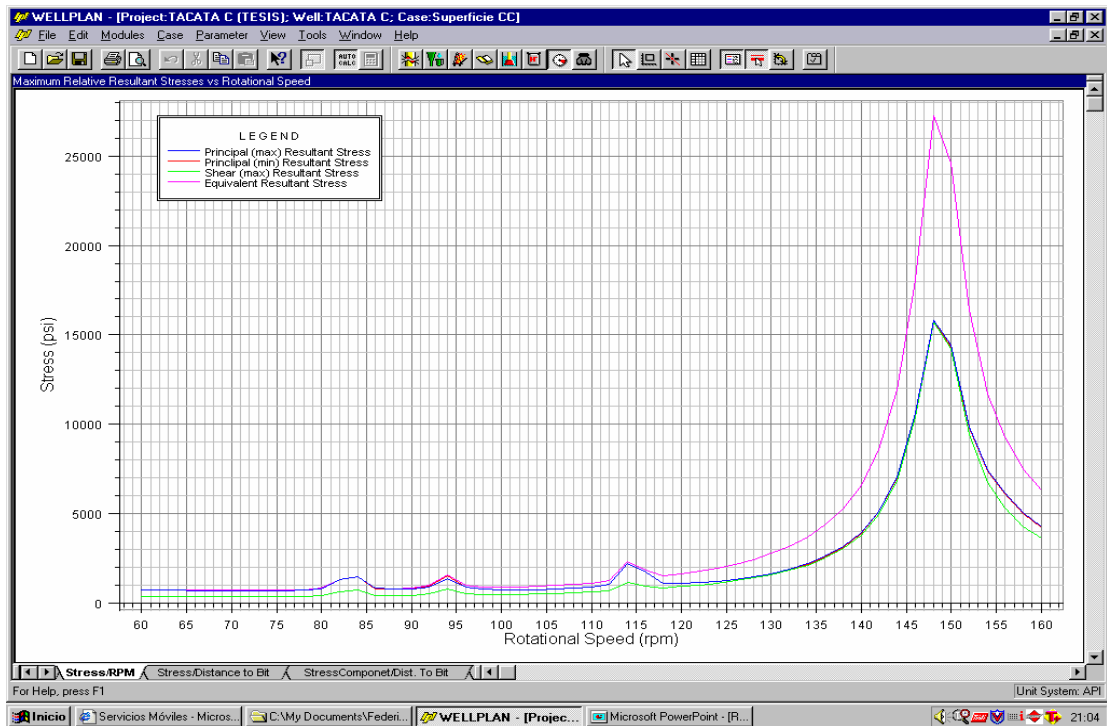


Fig. 89.- Gráfico de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 17 ½" x 20".

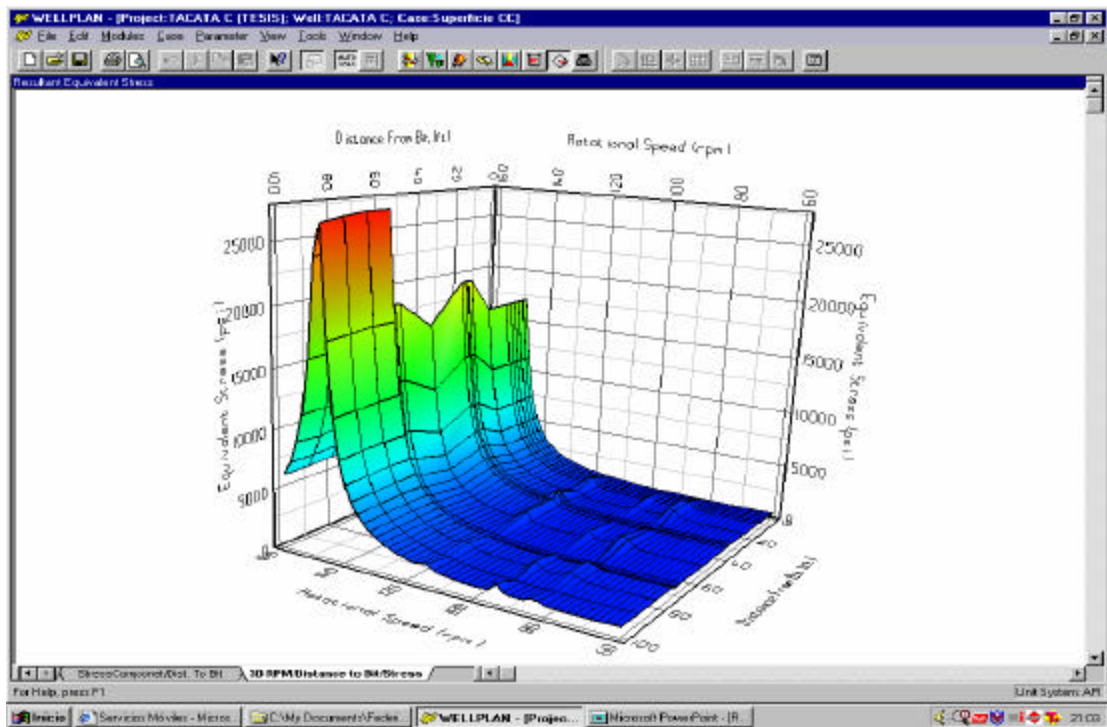


Fig. 90.- Gráfico 3D de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 17 ½" x 20".

Para el hoyo intermedio los puntos críticos de esfuerzo se encuentran a partir de los **138** rpm aproximadamente, por lo que se debe estar el menor tiempo posible en esa zona para evitar que la tubería entre en resonancia y falle por fatiga, ver Fig. 91 y en la Fig. 92 se puede ver de manera tridimensional la velocidad de la sarta, el esfuerzo equivalente y la distancia a la mecha, lo que sirve para ver en que puntos está la parte más sensible de la sarta.

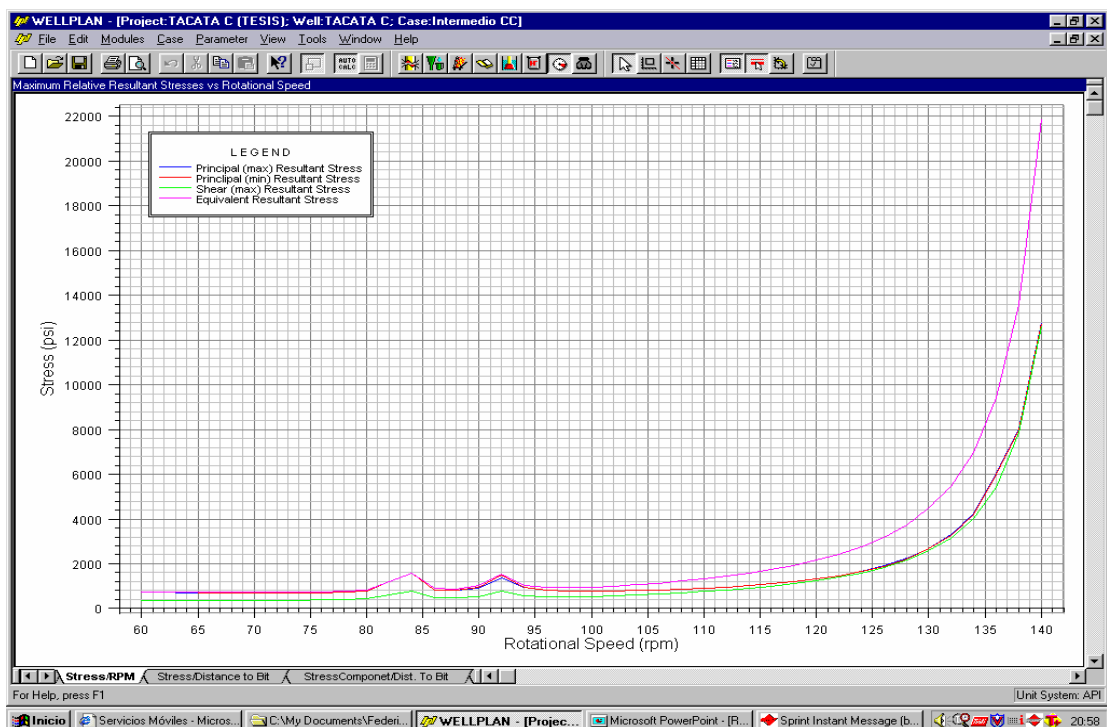


Fig. 91.- Gráfico de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 14 ¾" x 17 ½".

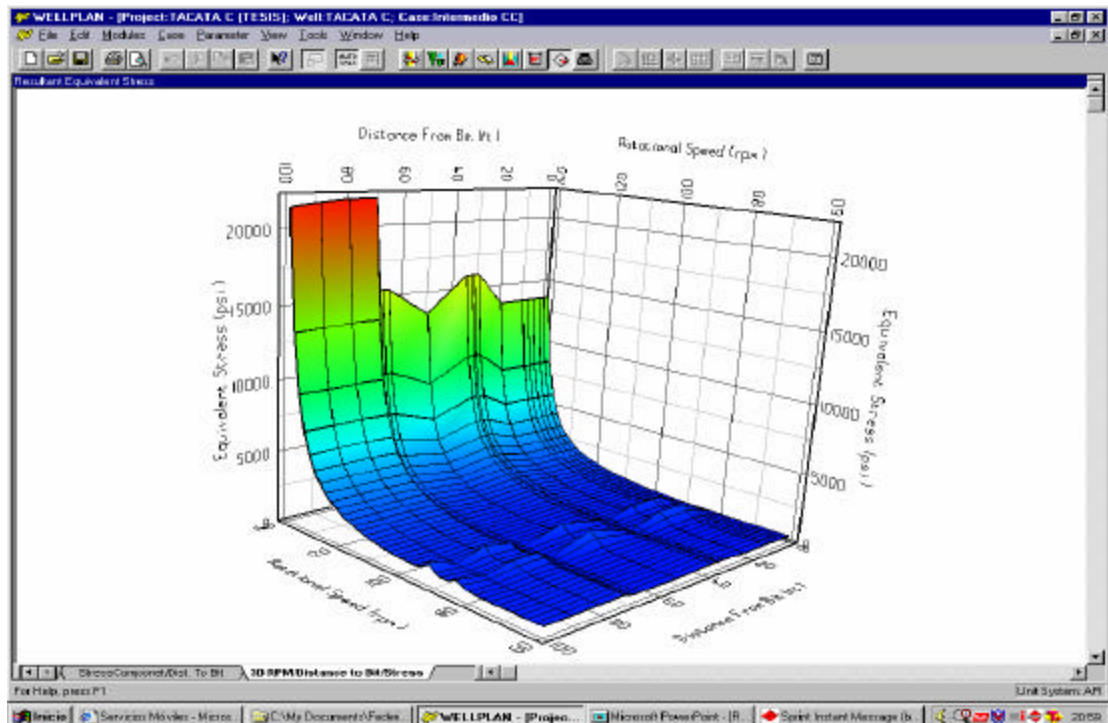


Fig. 92.- Gráfico 3D de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 14 ¾" x 17 ½".

Para el hoyo de producción 1 los puntos críticos de esfuerzo se encuentran entre los **93** y **97** rpm aproximadamente, por lo que se debe estar el menor tiempo posible en esa zona para evitar que la tubería entre en resonancia y falle por fatiga, ver Fig. 93 y en la Fig. 94 se puede ver de manera tridimensional la velocidad de la sarta, el esfuerzo equivalente y la distancia a la mecha, lo que sirve para ver en que puntos está la parte más sensible de la sarta.

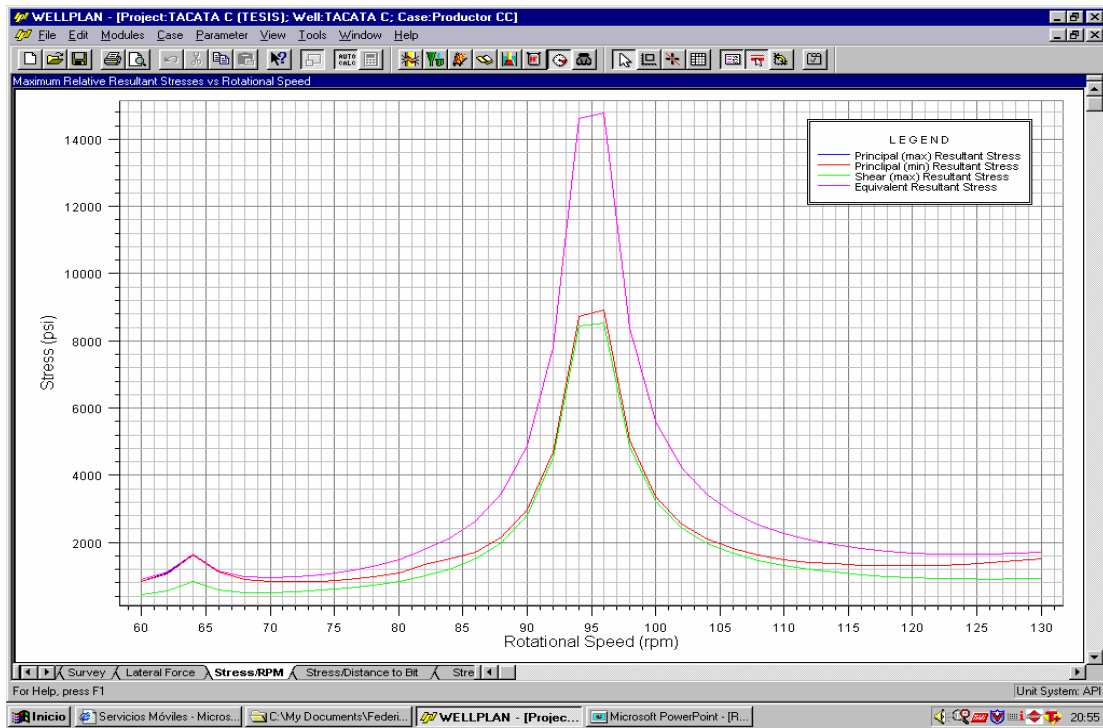


Fig. 93.- Gráfico de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 12 ¼”.

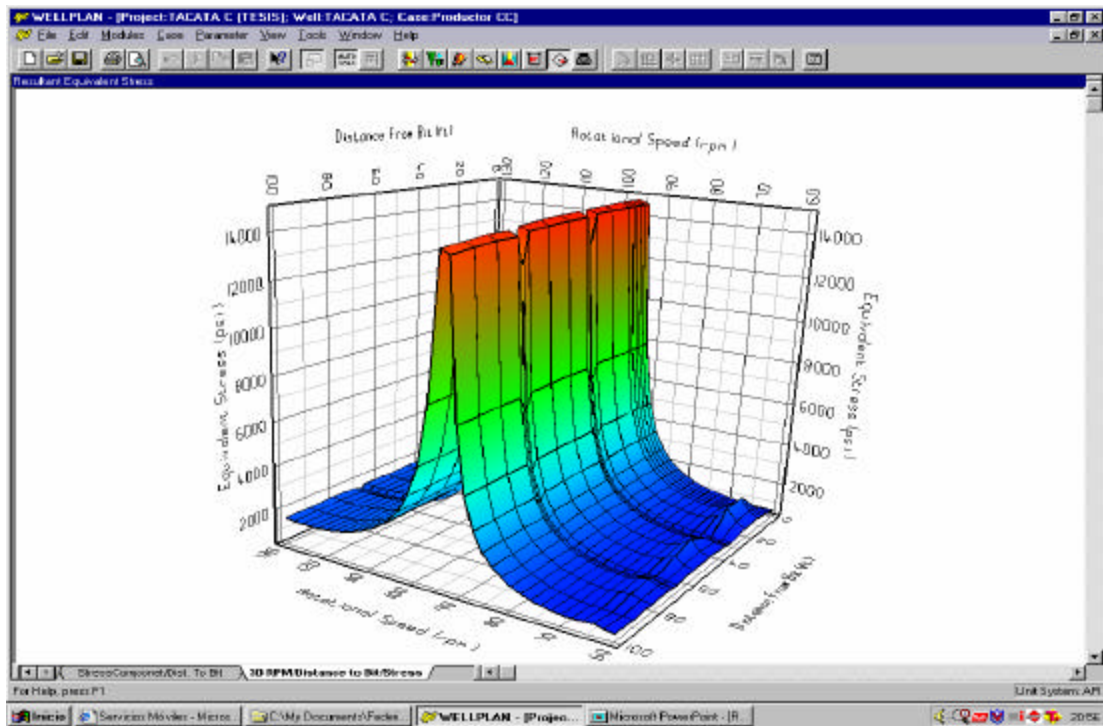


Fig. 94.- Gráfico 3D de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 12 ¼”.

Para el hoyo de producción 2 los puntos críticos de esfuerzo se encuentran entre los 72 y 77 rpm aproximadamente, por lo que se debe

estar el menor tiempo posible en esa zona para evitar que la tubería entre en resonancia y falle por fatiga, ver Fig. 95 y en la Fig. 96 se puede ver de manera tridimensional la velocidad de la sarta, el esfuerzo equivalente y la distancia a la mecha, lo que sirve para ver en que puntos está la parte más sensible de la sarta.

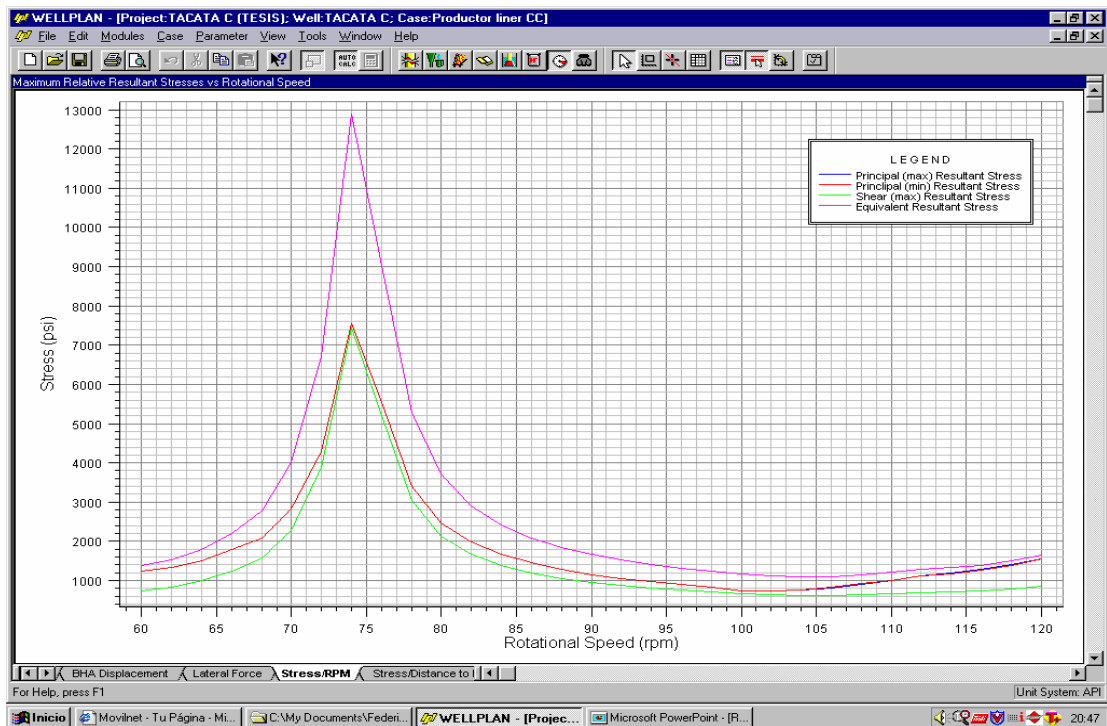


Fig. 95.- Gráfico de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 8 3/8".

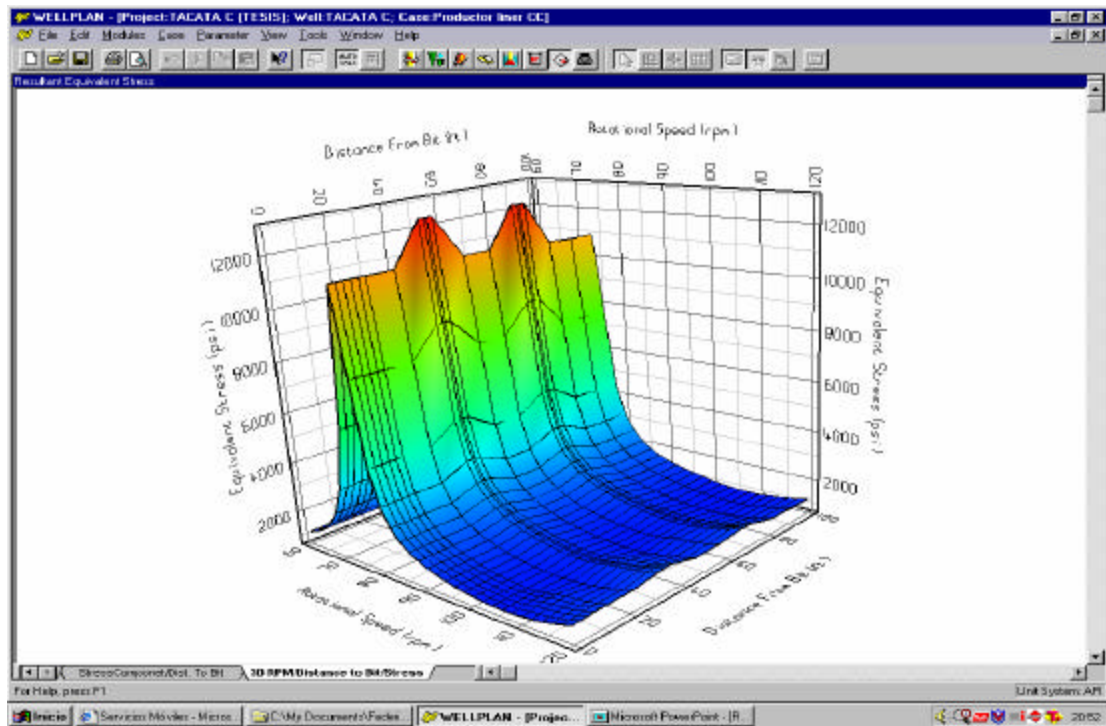


Fig. 96.- Gráfico 3D de velocidades críticas de la sarta para el hoyo 8 3/8".

- **Diseño de hidráulica:** De la misma forma bajo la cual se manejó el análisis de torque y arrastre y velocidades críticas, utilizando la información definida para los ensamblajes de fondo, los revestidores, los diámetros de hoyos a perforar y los fluidos a utilizar durante la perforación, se realizó la evaluación de los requerimientos de limpieza de los hoyos para las diferentes fases de perforación. En este caso, se empleó el módulo de Hidráulica de la aplicación WellPlan.

A continuación se muestran, para cada fase y de cada caso, los resultados obtenidos de la corrida de hidráulica, siguiendo los criterios mencionados en la metodología, a través de gráficas donde se representa el caudal, las caídas de presión en el sistema y la acumulación de ripios en el anular.

Para obtener una limpieza idónea y factible se consideró diseñar la hidráulica tanto por impacto como por potencia que estará determinada por el tipo de

formación (blanda o dura) a atravesar. De igual forma, por medida de seguridad se diseña con una presión máxima de superficie igual al 80% de la presión máxima de superficie real. El número de bombas seleccionadas para ambos casos es similar: tres para el hoyo conductor, dos para los hoyos siguientes. En la Tabla 51 y 52, se pueden apreciar los resultados obtenidos para el caso Base y Contingencia respectivamente.

Tabla 51.- Resultados de la simulación de la hidráulica para el Caso Base.

Característica	Conductor	Superficie	Producción 1	Producción 2	Unidades
Tasa de bombeo	1.300	420	440	380	gpm
Presión máxima de bombeo	3.300	3.300	4.400	4.400	lpc
Presión de trabajo en superficie	3.019,8	3.159,9	4.329,0	4.365,5	lpc
Pérdida de presión en la mecha	1.413,7	1.289,9	2.329,8	2.489,8	lpc
Fuerza de impacto	2.567,9	1.028,6	1.448,2	1.271,9	lbf
Potencia hidráulica	1.072,1	316,0	598,0	551,9	hp
HSI	2,0	2,7	5,1	10,0	hp/in ²
Velocidad	414,5	305,0	409,9	430,8	pies/s

Tabla 52.- Resultados de la simulación de la hidráulica para el Caso Contingencia.

Característica	Conductor	Superficie	Intermedio	Producción 1	Producción 2	Unidades
Tasa de bombeo	1.300	760	640	510	380	gpm
Presión máxima de bombeo	3.300	3.300	3.300	4.400	4.400	lpc
Presión de trabajo en superficie	3.019,8	3.309,1	1.426,9	4.289,8	4.394,9	lpc
Pérdida de presión en la mecha	1.413,7	986,3	1.388,8	1.825,1	2.530,8	lpc
Fuerza de impacto	2.567,9	1.420,1	532,7	1.485,7	1.282,4	lbf
Potencia hidráulica	1.072,1	437,3	2,2	543,0	561,0	hp
HSI	2,0	1,4	2,2	4,6	10,2	hp/in ²
Velocidad	414,5	305,7	380,8	362,8	434,3	pies/s

Con la gráfica de pérdida de presión vs tasa de bombeo, se le puede determinar a diferentes tasas de bombeo las pérdidas encontradas en el sistema y de manera más específica, la pérdida en la mecha, espacio anular y "string". También se observa la presión máxima que resisten las bombas para evitar diseñar con una tasa de bombeo que genere una presión mayor al límite, poniendo en riesgo el sistema de circulación del taladro. De la Fig. 97 a la Fig. 100 se plasman los resultados obtenidos para el Caso Base y de la Fig. 101 a la Fig. 105 los del Caso Contingencia.

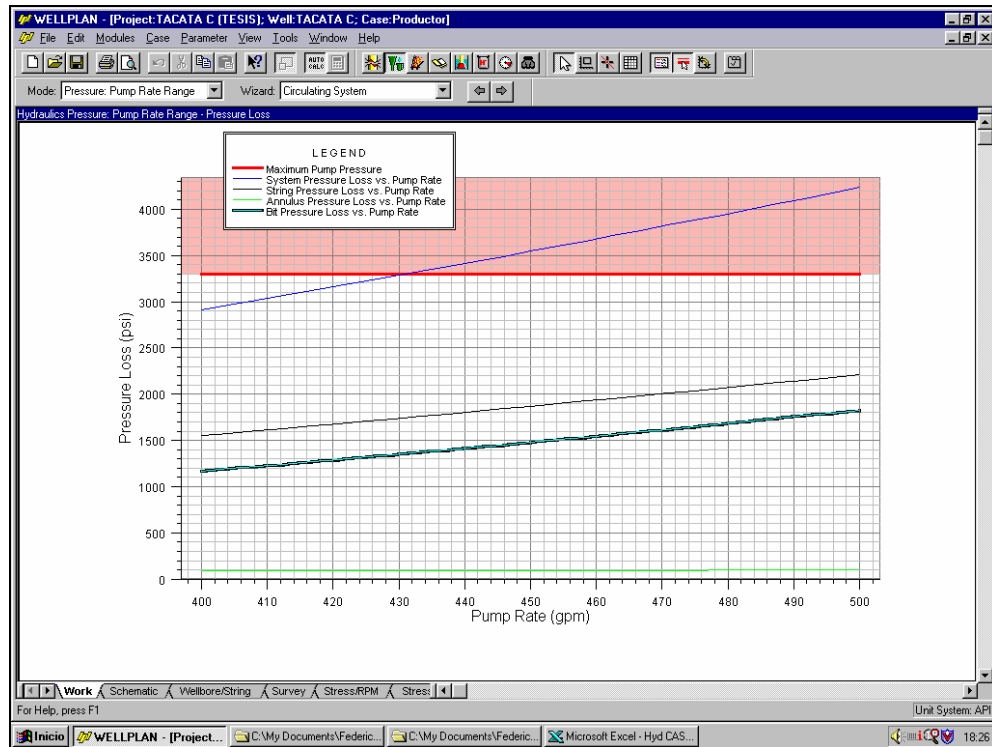


Fig. 97.- Gráfica de pérdida de presión vs. tasa de bombeo para la fase 20" del Caso Base.

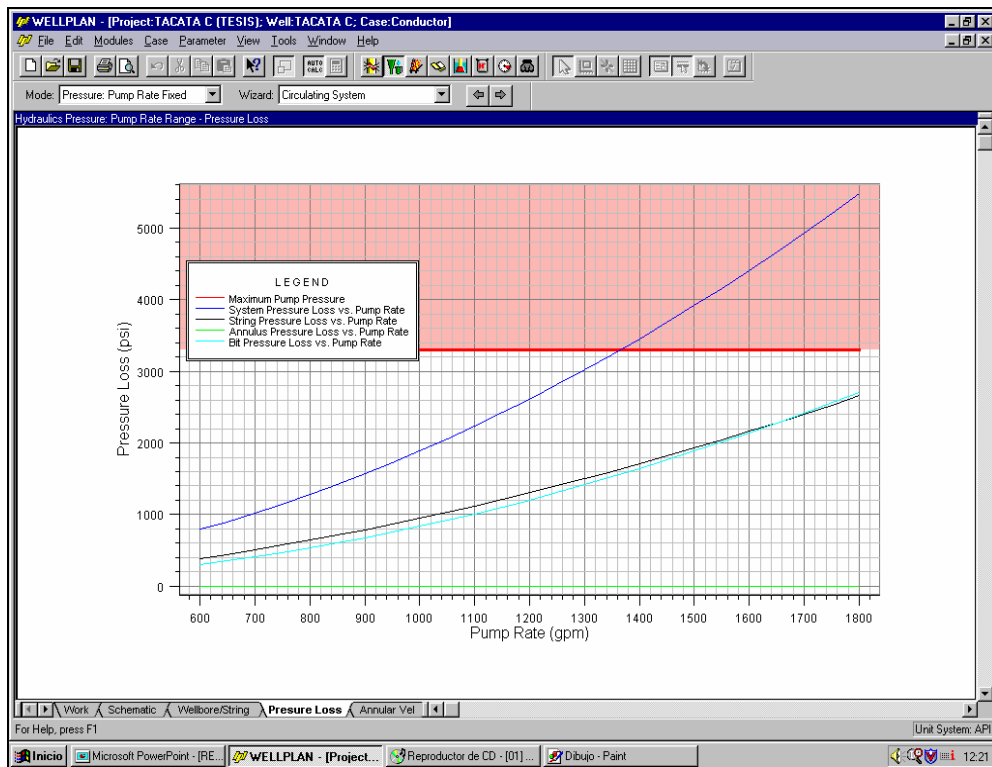


Fig. 98.- Gráfica de pérdida de presión vs. tasa de bombeo para la fase 13 3/8" del Caso Base.

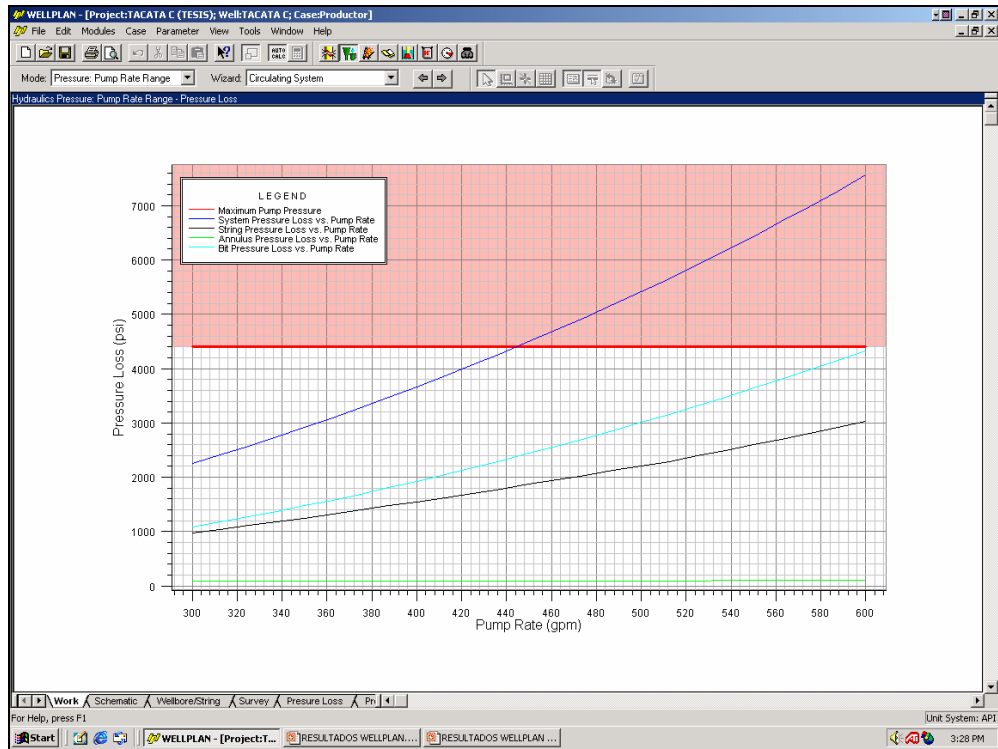


Fig. 99.- Gráfica de pérdida de presión vs. tasa de bombeo para la fase 9 5/8" del Caso Base.

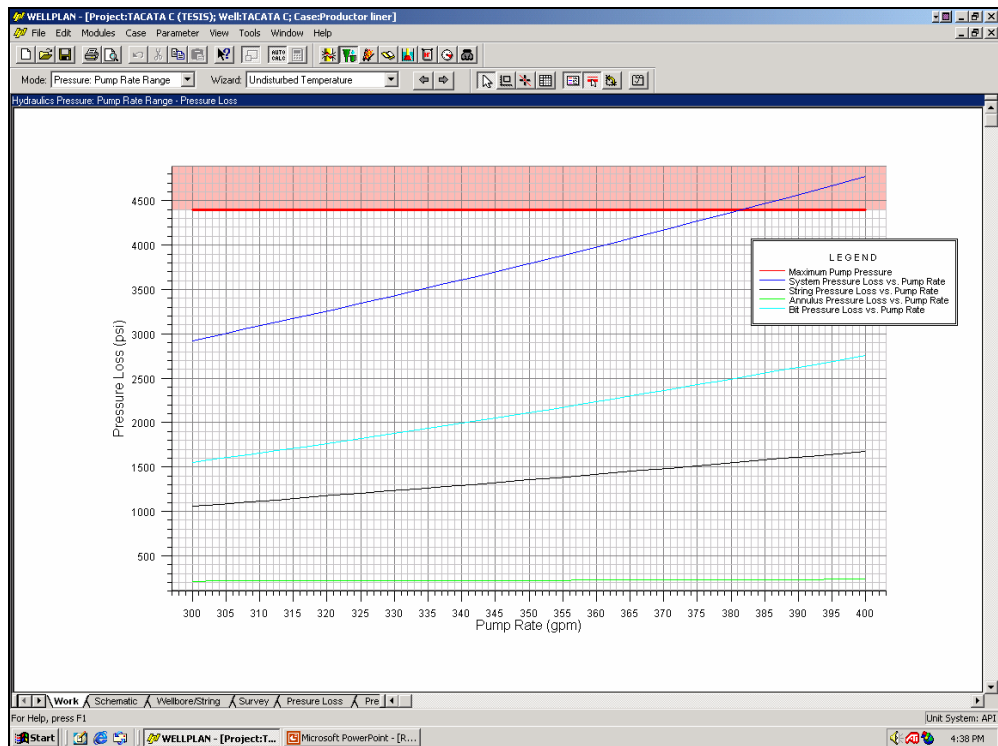


Fig. 100.- Gráfica de pérdida de presión vs. tasa de bombeo para la fase 7 5/8" del Caso Base.

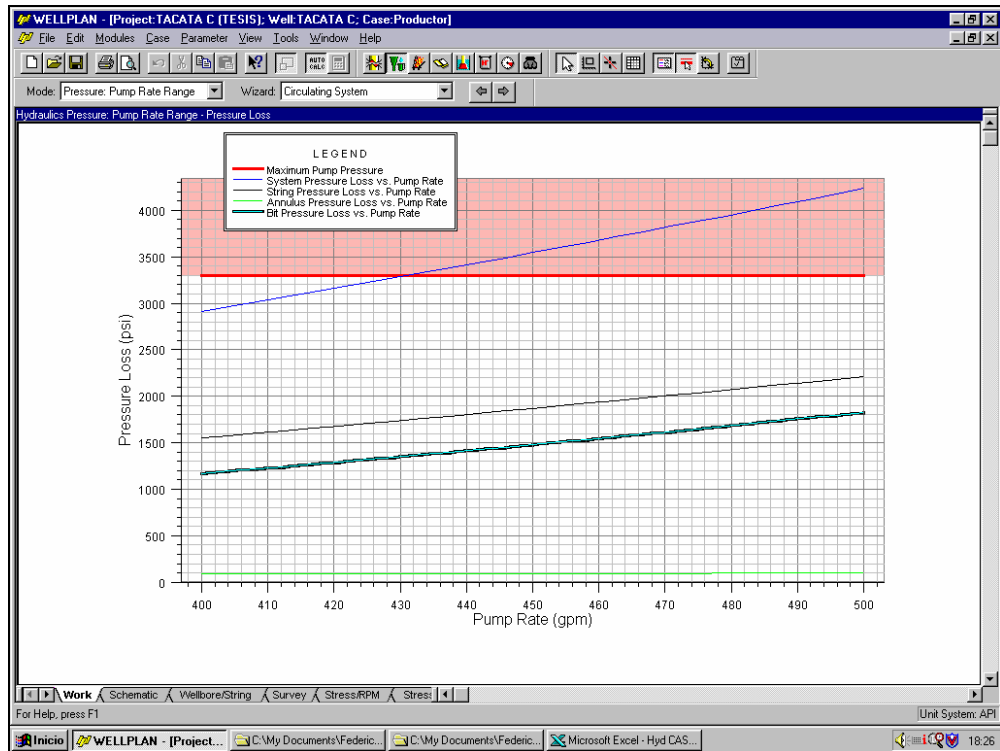


Fig. 101.- Gráfica de pérdida de presión vs. tasa de bombeo para la fase 20" del Caso Contingencia.

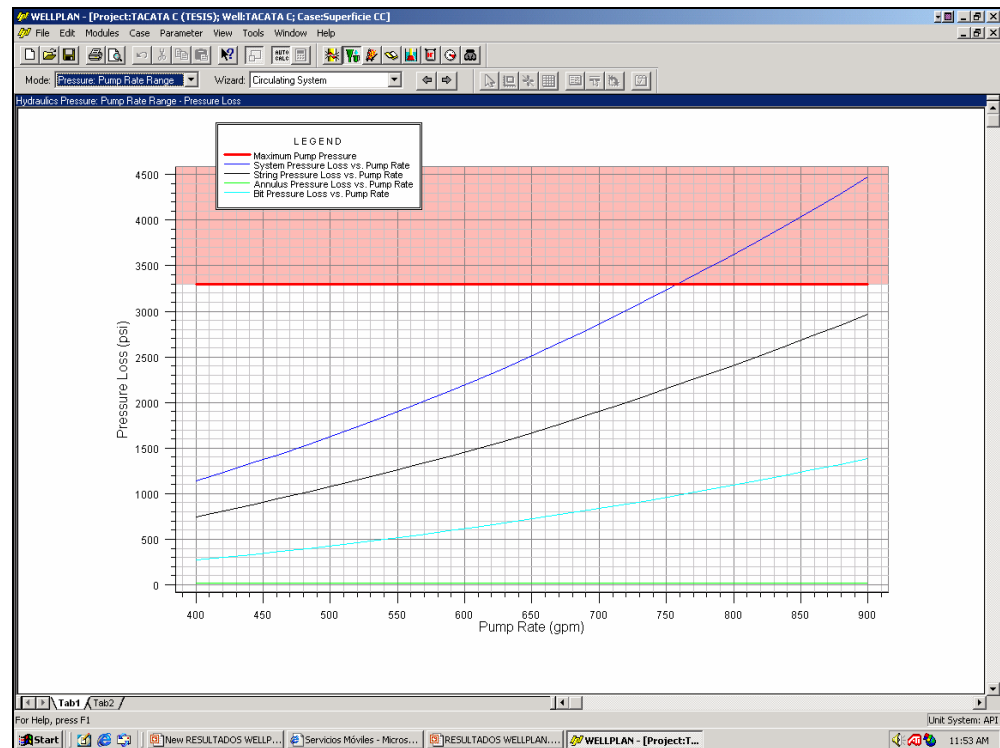


Fig. 102.- Gráfica de pérdida de presión vs. tasa de bombeo para la fase 16" del Caso Contingencia.

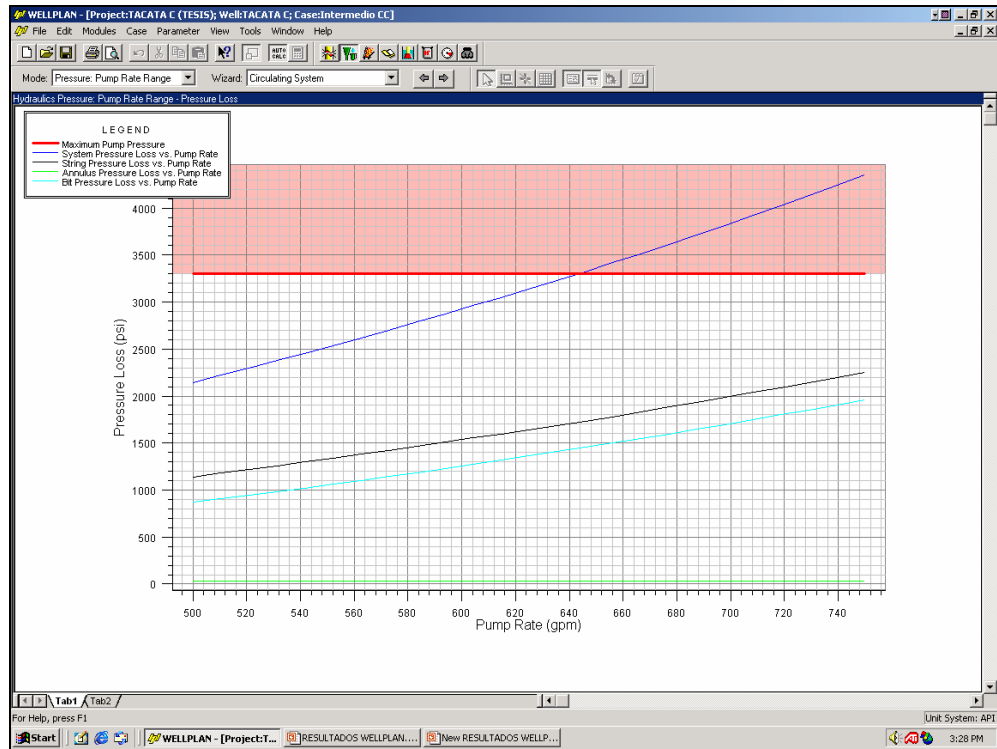


Fig. 103.- Gráfica de pérdida de presión vs. tasa de bombeo para la fase 13 3/8" del Caso Contingencia.

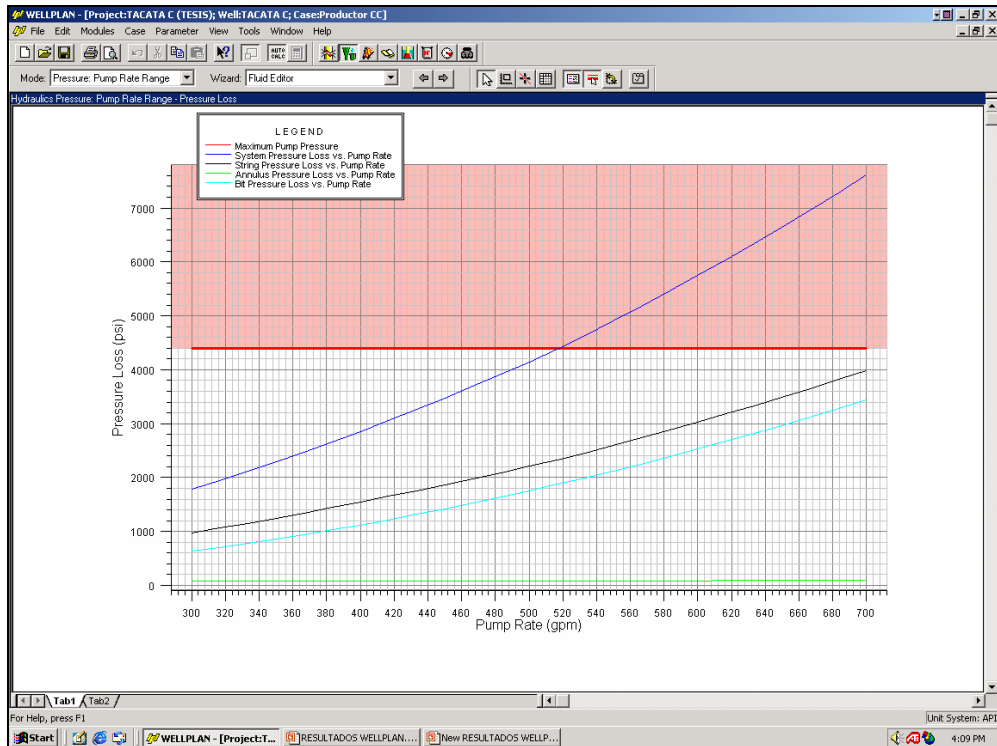


Fig. 104.- Gráfica de pérdida de presión vs. tasa de bombeo para la fase 9 5/8" del Caso Contingencia.

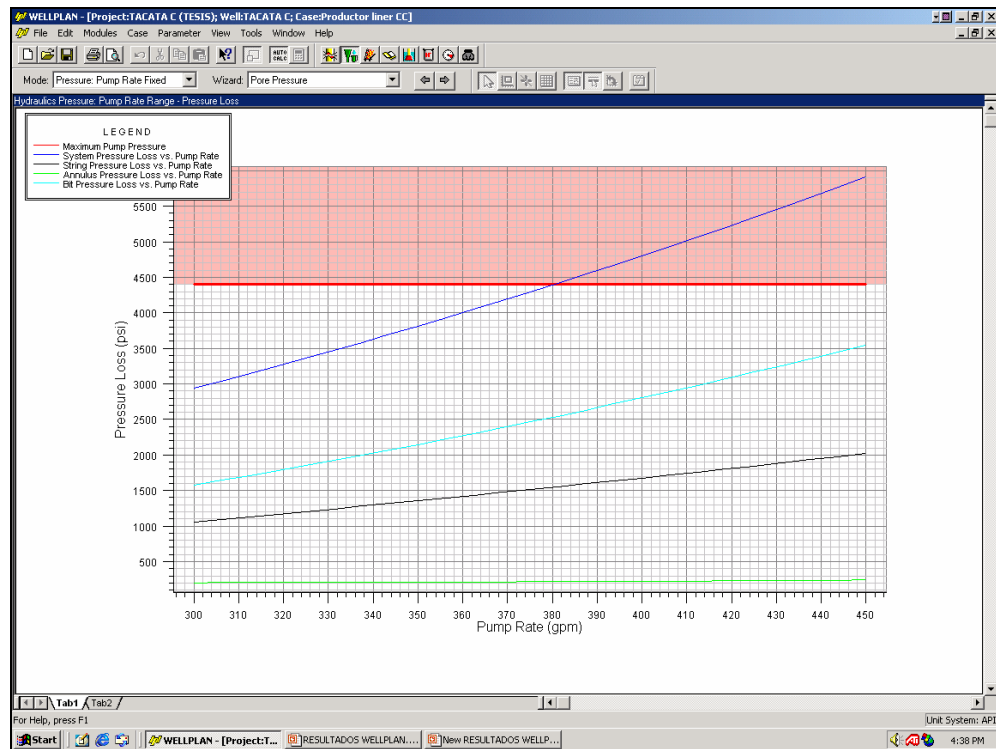


Fig. 105.- Gráfica de pérdida de presión vs. tasa de bombeo para la fase 7 5/8" del Caso Contingencia.

Con la gráfica profundidad medida vs. presión se observa el tren de presión para cada hoyo, con la finalidad de verificar que la presión anular se encuentra entre la de poro y fractura y a su vez por debajo de la presión máxima del "string". De la Fig. 106 a la Fig. 109 se plasman los resultados obtenidos para el Caso Base y de la Fig. 110 a la Fig. 114 los del Caso Contingencia.

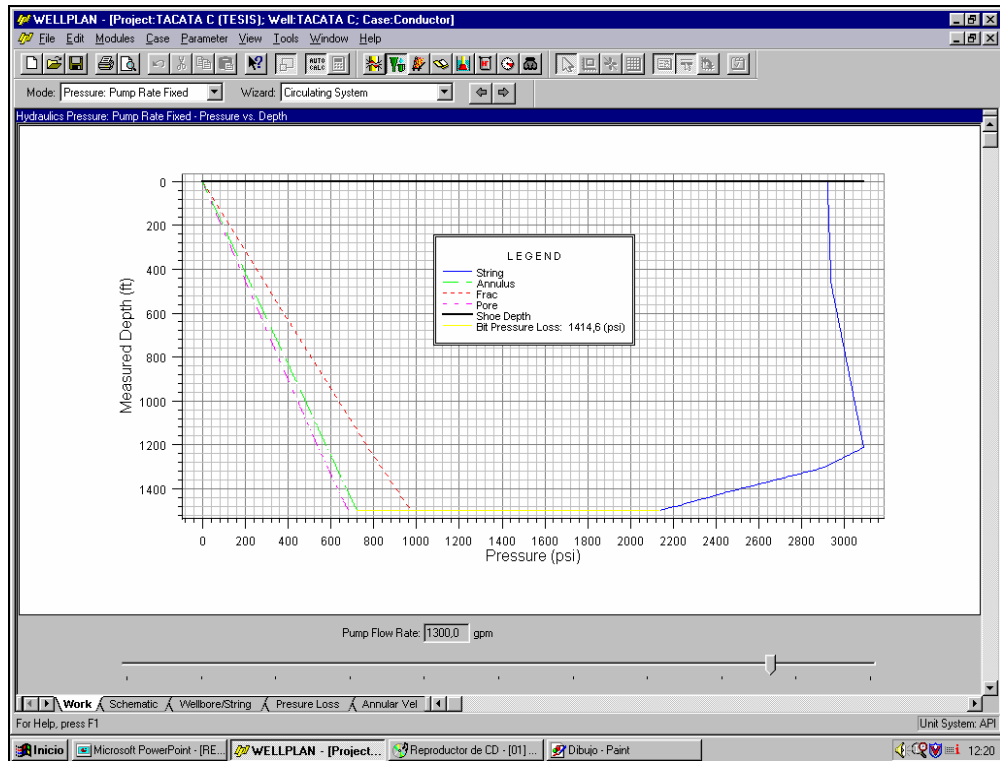


Fig. 106.- Gráfica de profundidad medida vs presión para la fase 20" del Caso Base.

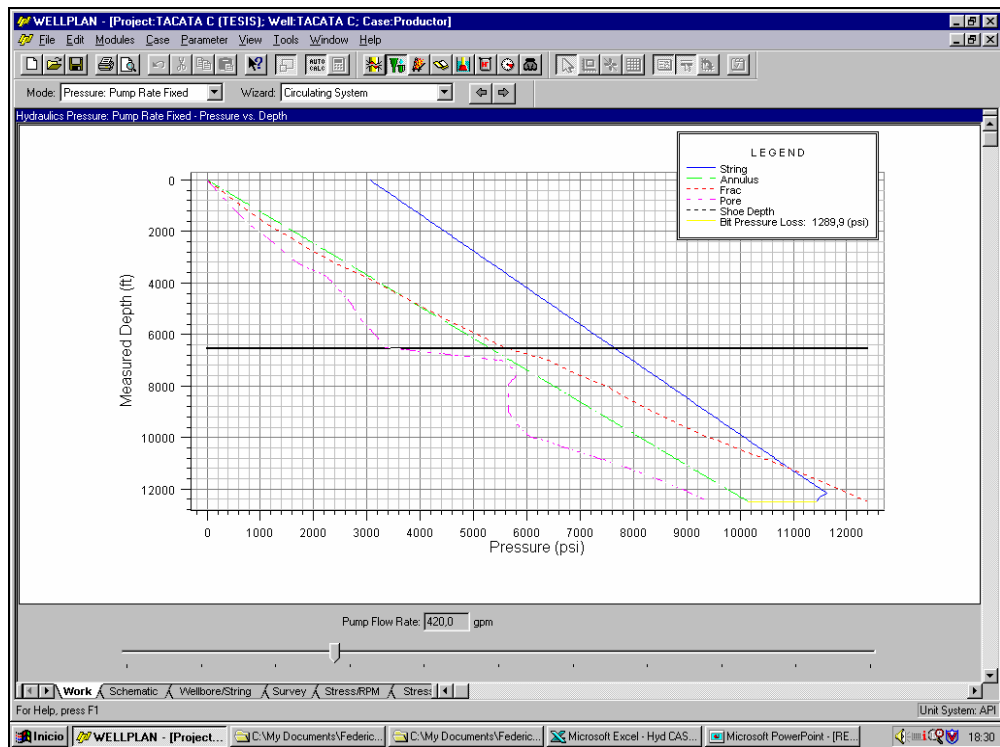


Fig. 107.- Gráfica de profundidad medida vs presión para la fase 13 3/8" del Caso Base.

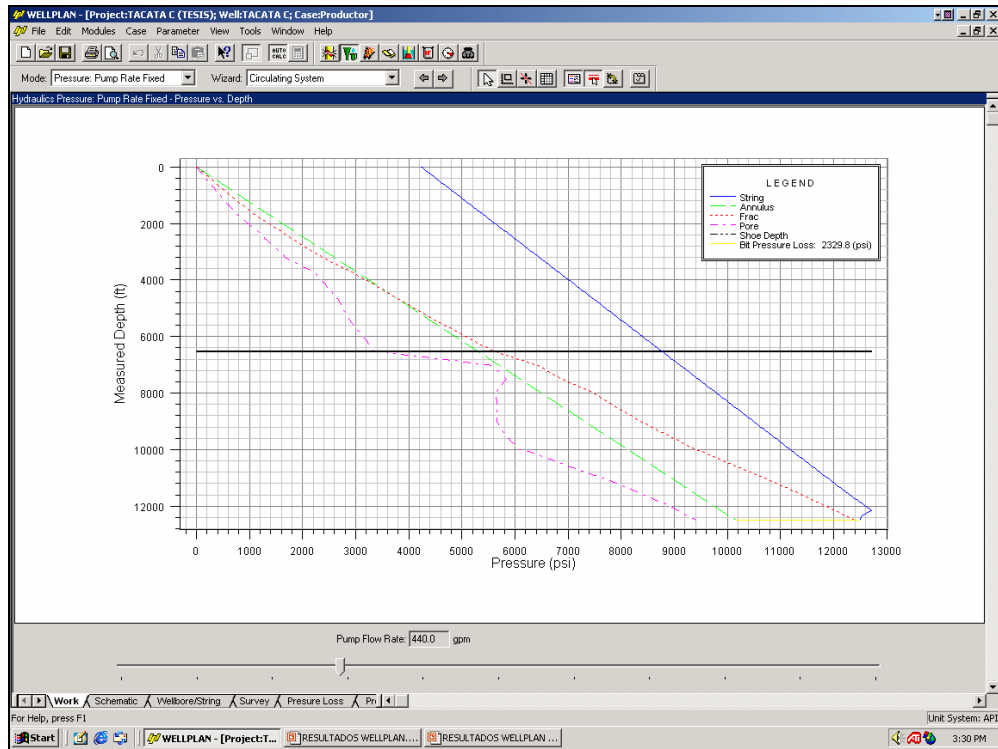


Fig. 108.- Gráfica de profundidad medida vs presión para la fase 9 5/8" del Caso Base.

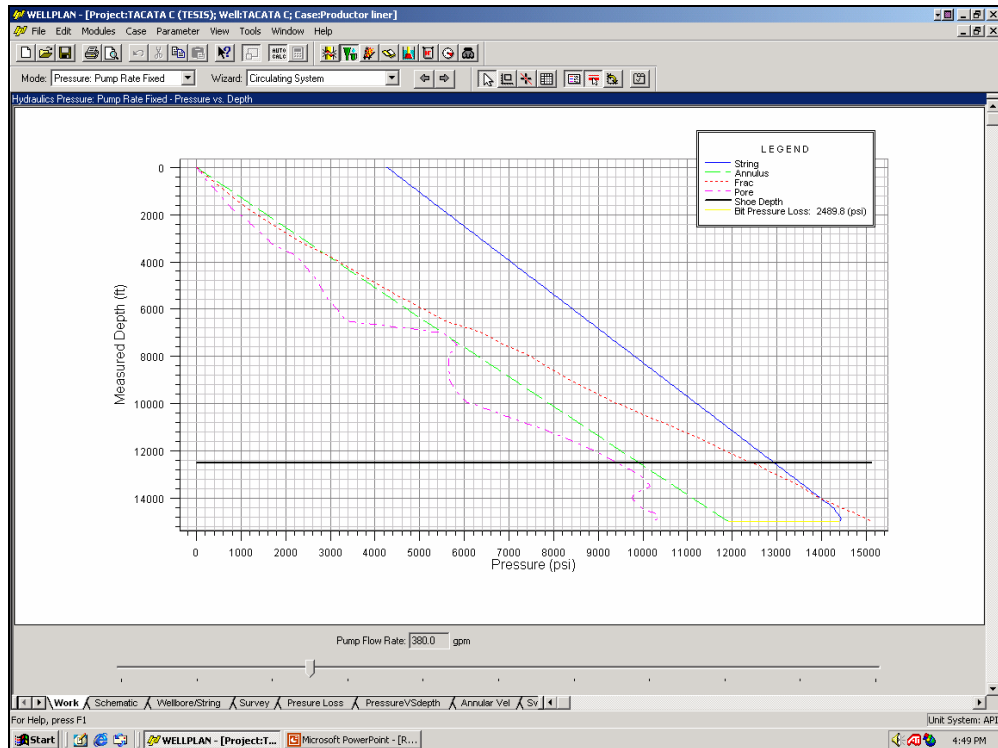


Fig. 109.- Gráfica de profundidad medida vs presión para la fase 7 5/8" del Caso Base.

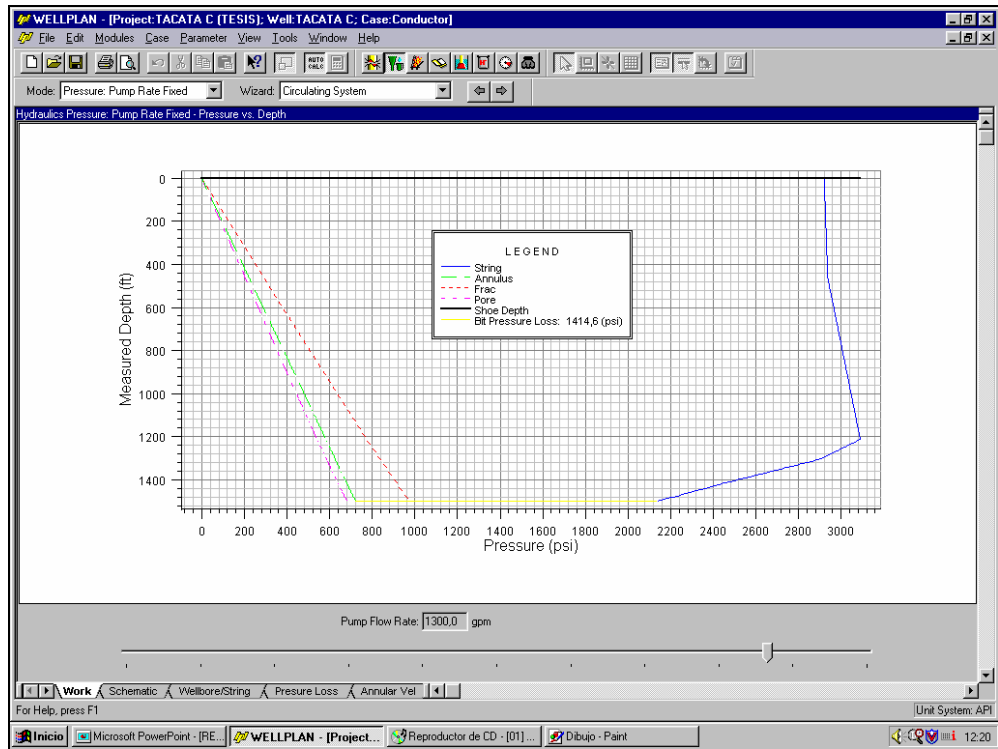


Fig. 110.- Gráfica de profundidad medida vs presión para la fase 20" del Caso Contingencia.

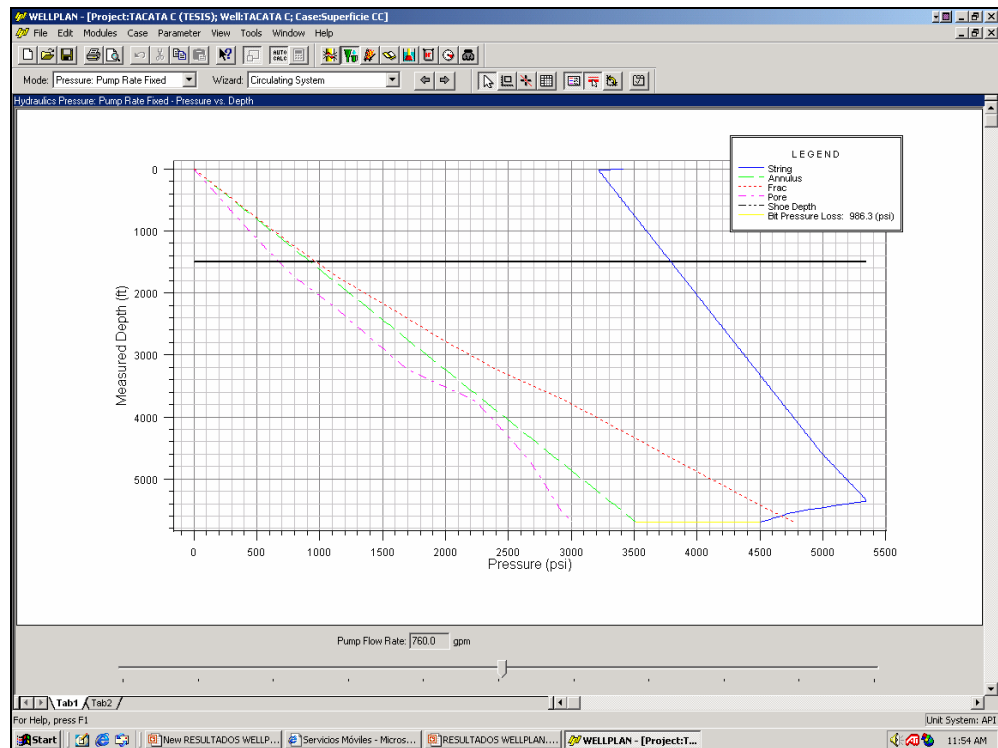


Fig. 111.- Gráfica de profundidad medida vs presión para la fase 16" del Caso Contingencia.

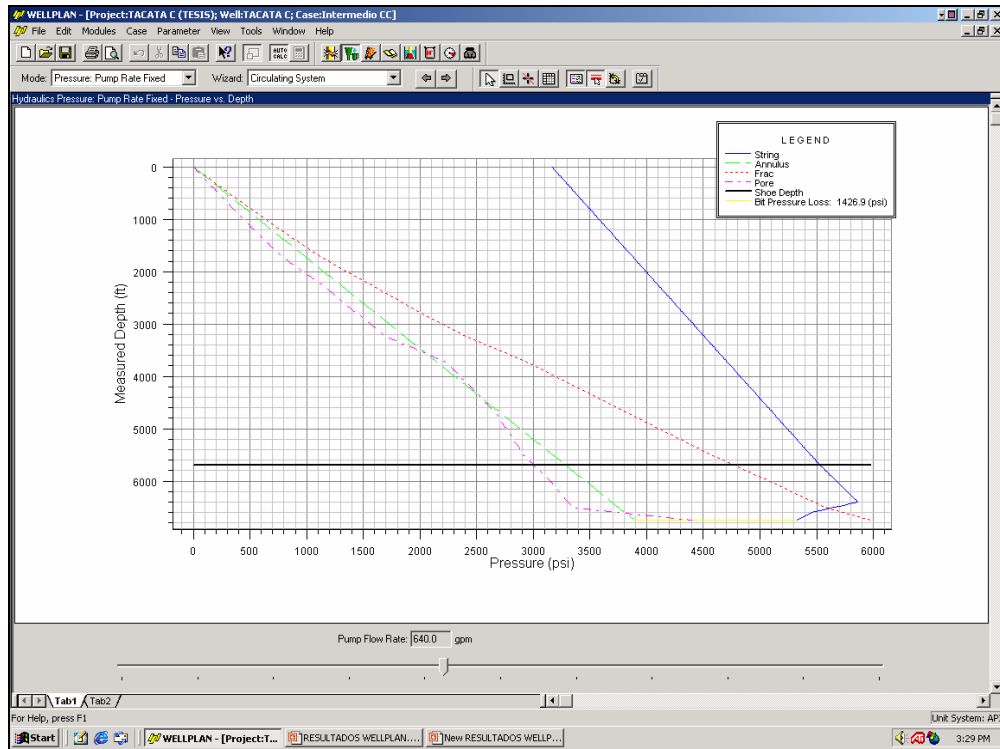


Fig. 112.- Gráfica de profundidad medida vs presión para la fase 13 3/8" del Caso Contingencia.

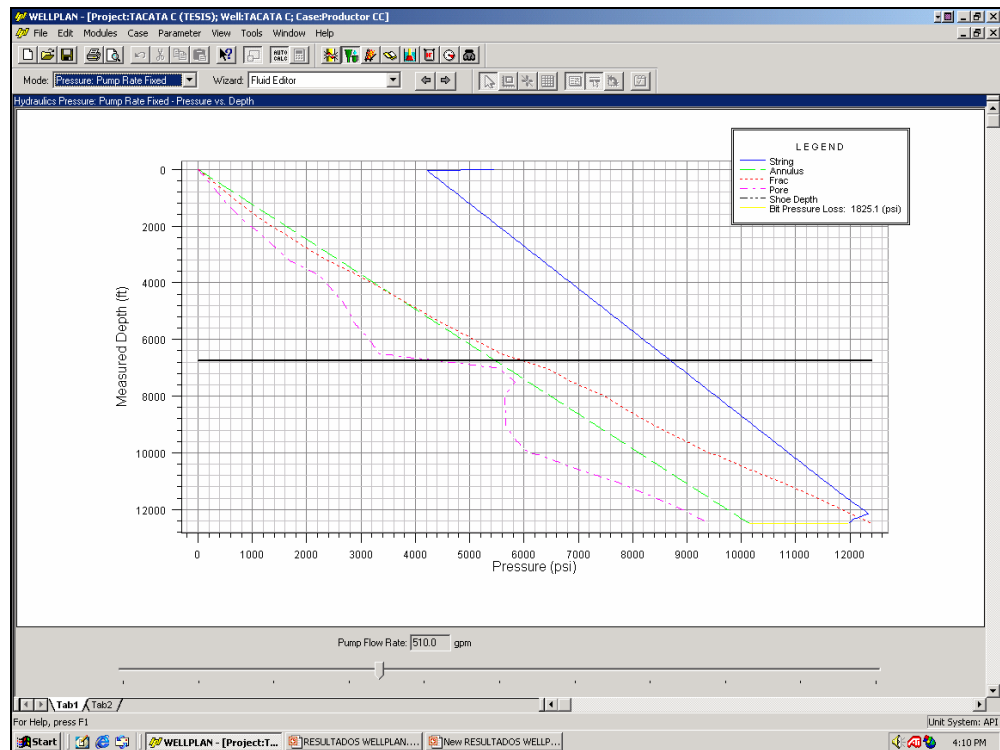


Fig. 113.- Gráfica de profundidad medida vs presión para la fase 9 5/8" del Caso Contingencia.

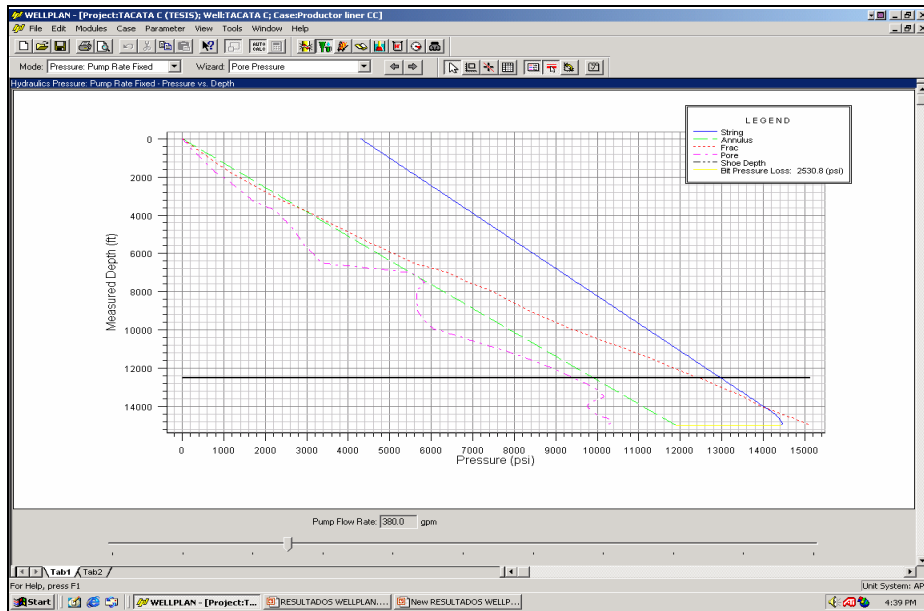


Fig. 114.- Gráfica de profundidad medida vs presión para la fase 7 5/8" del Caso Contingencia.

En la gráfica de profundidad medida vs velocidad anular se puede determinar las velocidades del fluido a lo largo del hoyo, para diferentes tasas de bombeo, así como prevenir el flujo turbulento, ya que igualmente está representada la velocidad crítica (límite entre el flujo laminar y el turbulento). De la Fig. 115 a la Fig. 118 se plasman los resultados obtenidos para el caso Base y de la Fig. 119 a la Fig. 123 los del caso Contingencia.

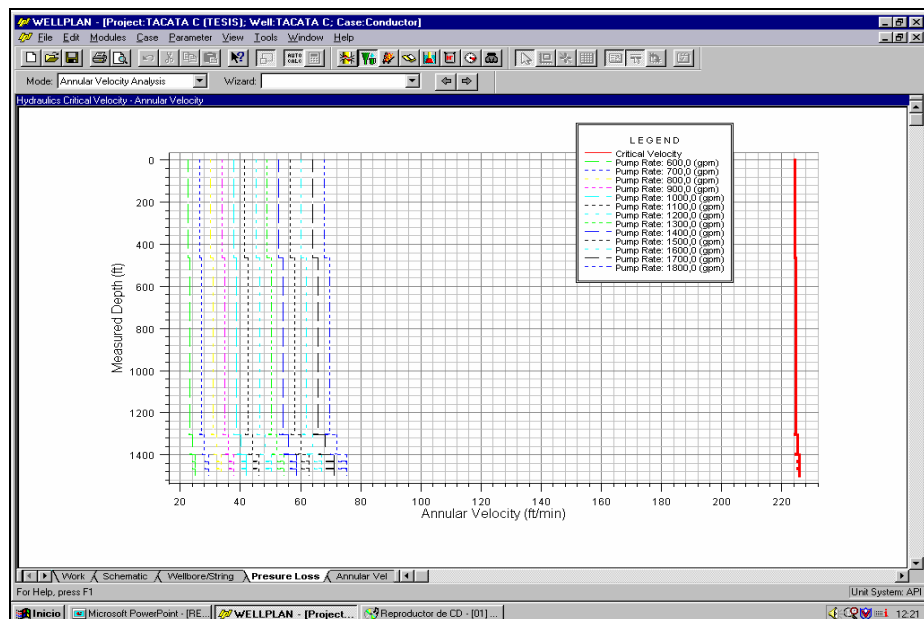


Fig. 115.- Gráfica de profundidad medida vs velocidad anular para la fase 20" del Caso Base.

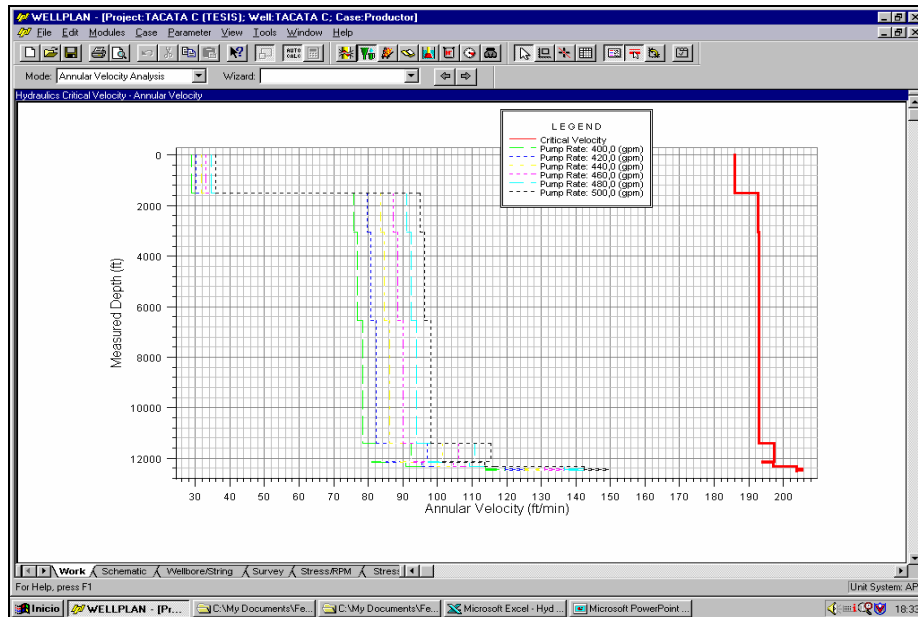


Fig. 116.- Gráfica de profundidad medida vs velocidad anular para la fase 13 3/8" del Caso Base.

Se puede observar en la Fig. 117 que la tasa de bombeo de 700 gpm (línea azul celeste) a una profundidad aproximada de 12000' pasa la velocidad crítica, trayendo como consecuencia un flujo turbulento, pero en esta fase la tasa de bombeo no sobrepasa la tasa de 500 gpm (Tabla 52), por lo cual no hay riesgo de entrar en ese tipo de flujo.

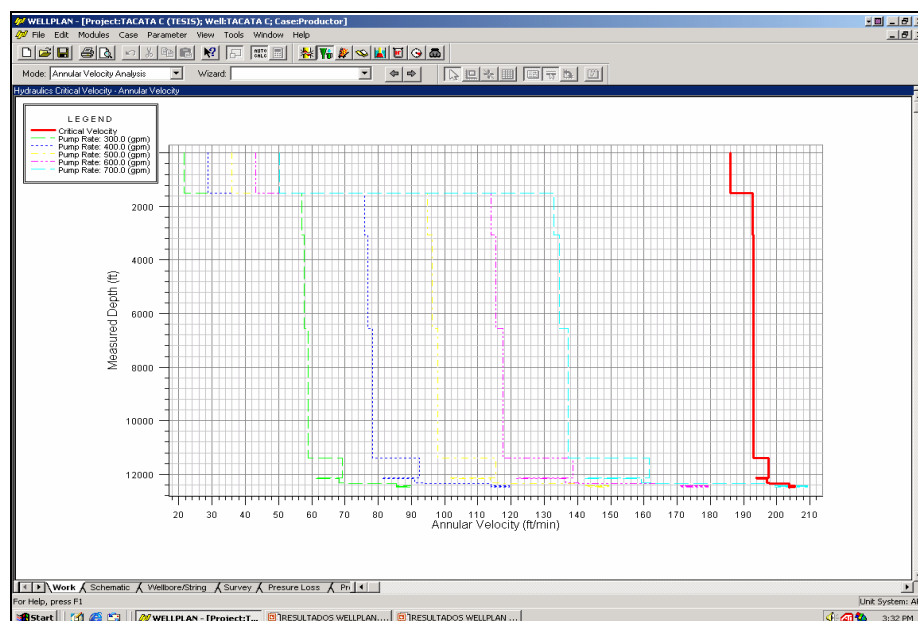


Fig. 117.- Gráfica de profundidad medida vs velocidad anular para la fase 9 5/8" del Caso Base.

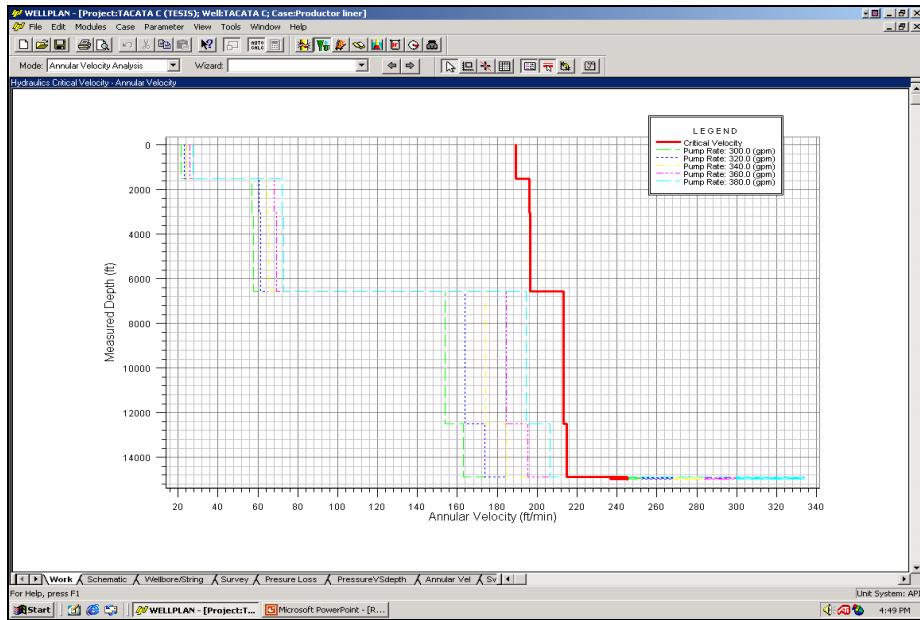


Fig. 118.- Gráfica de profundidad medida vs velocidad anular para la fase 7 5/8" del Caso Base.

En la Fig. 118 se observa que pasado los 14800' el flujo pasa a turbulento, es decir a 200' de la profundidad final y por más que se baje la tasa de bombeo seguirá teniendo ese tipo de flujo. En otras palabras, habría que bajar de 300 gpm de bombeo lo que significaría el mal funcionamiento de otros parámetros.

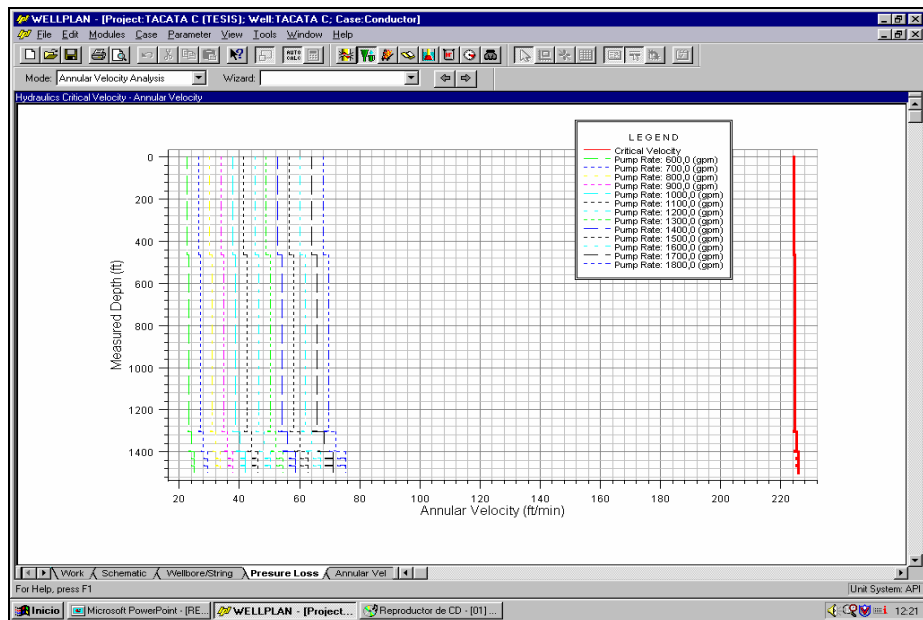


Fig. 119.- Gráfica de profundidad medida vs velocidad anular para la fase 20" del Caso Contingencia.

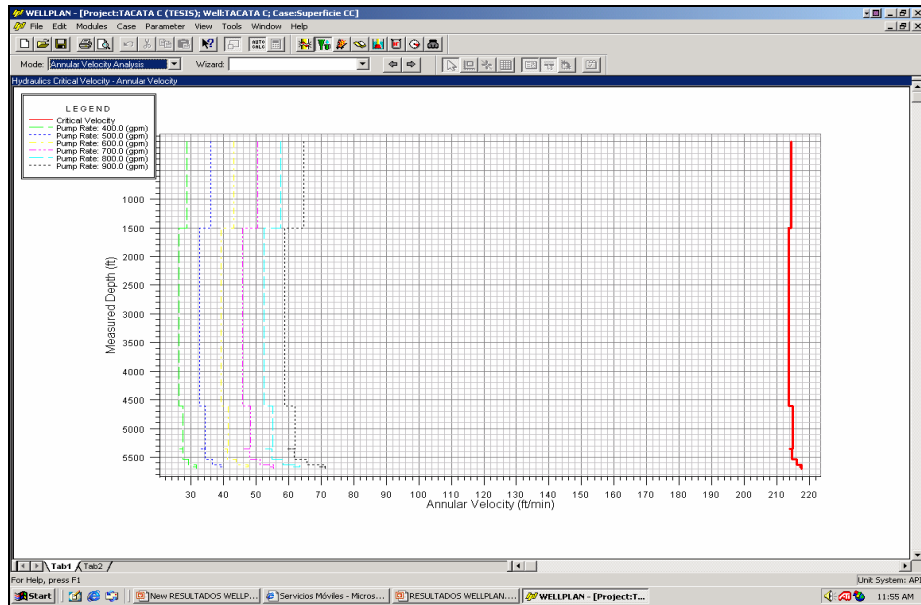


Fig. 120.- Gráfica de profundidad medida vs velocidad anular para la fase 16" del Caso Contingencia.

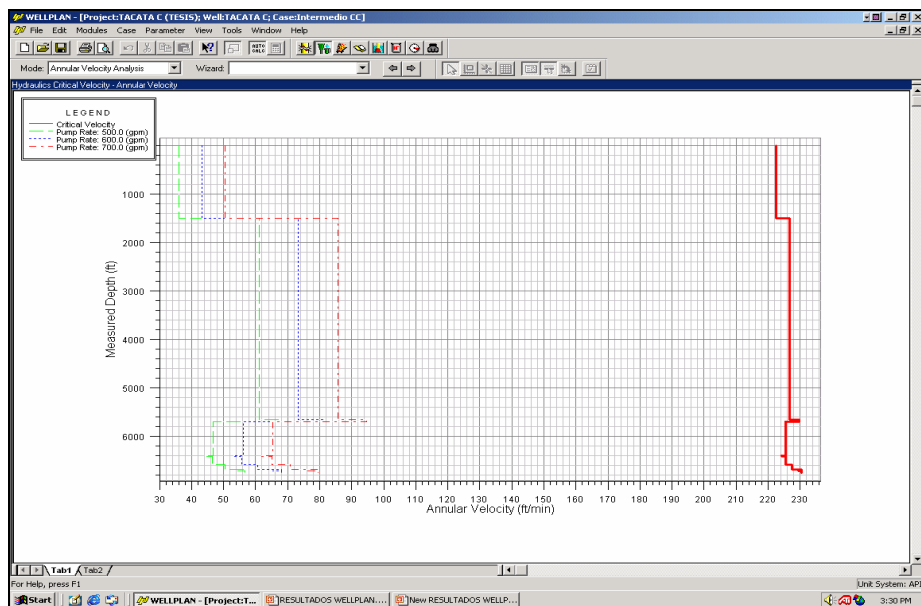


Fig. 121.- Gráfica de profundidad medida vs velocidad anular para la fase 13 3/8" del Caso Contingencia.

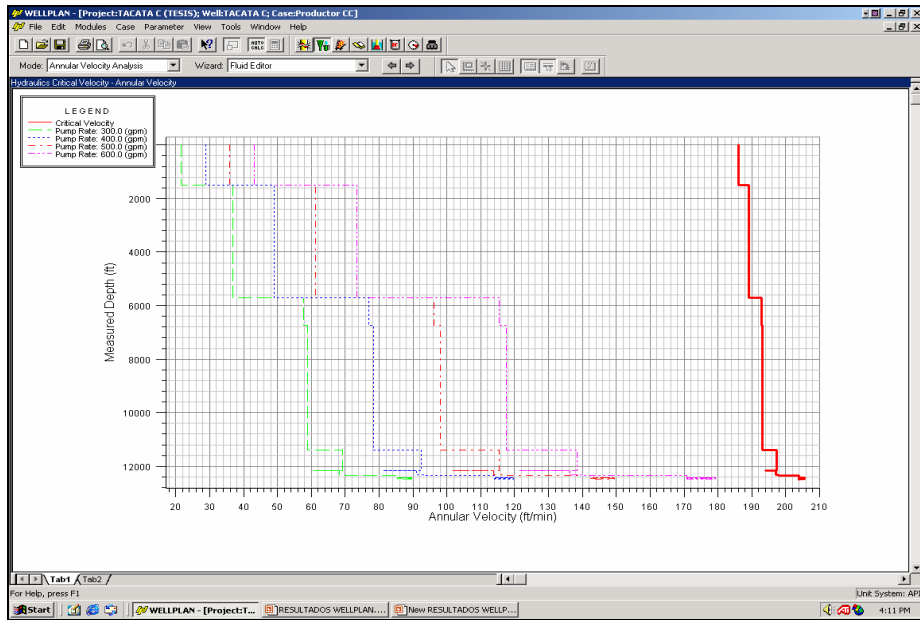


Fig. 122.- Gráfica de profundidad medida vs velocidad anular para la fase 5 7/8" del Caso Contingencia.

La situación de la fase de 7 5/8" del Caso Contingencia es similar al del Caso Base, habría que bajar de las 300 gpm lo que no es recomendable.

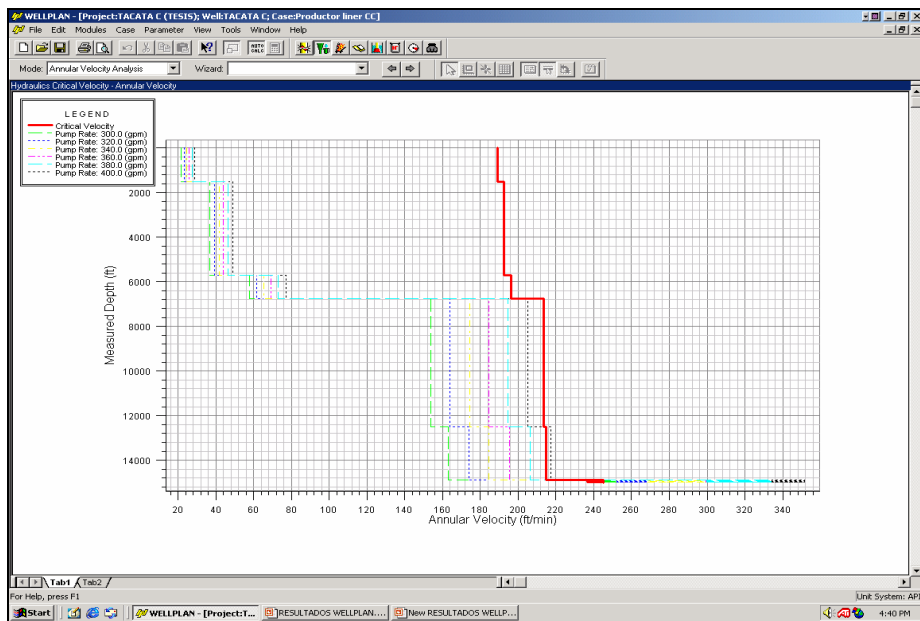


Fig. 123.- Gráfica de profundidad medida vs velocidad anular para la fase 7 5/8" del Caso Contingencia.

En las gráficas de potencia/área y TFA vs tasa de bombeo y fuerza de impacto y TFA vs tasa de bombeo, se pueden observar el valor de la potencia y la fuerza (respectivamente) con su TFA correspondiente a la tasa determinada. Por otro lado nos indican cual es el valor óptimo de TFA para obtener el valor máximo de potencia o fuerza, según haya sido la consideración en el diseño. Este valor de TFA se puede obtener manejando el esquema de los chorros. De la Fig. 124 a la Fig. 127 se plasman los resultados obtenidos para el caso Base y de la Fig. 128 a la Fig. 132 los del caso Contingencia.

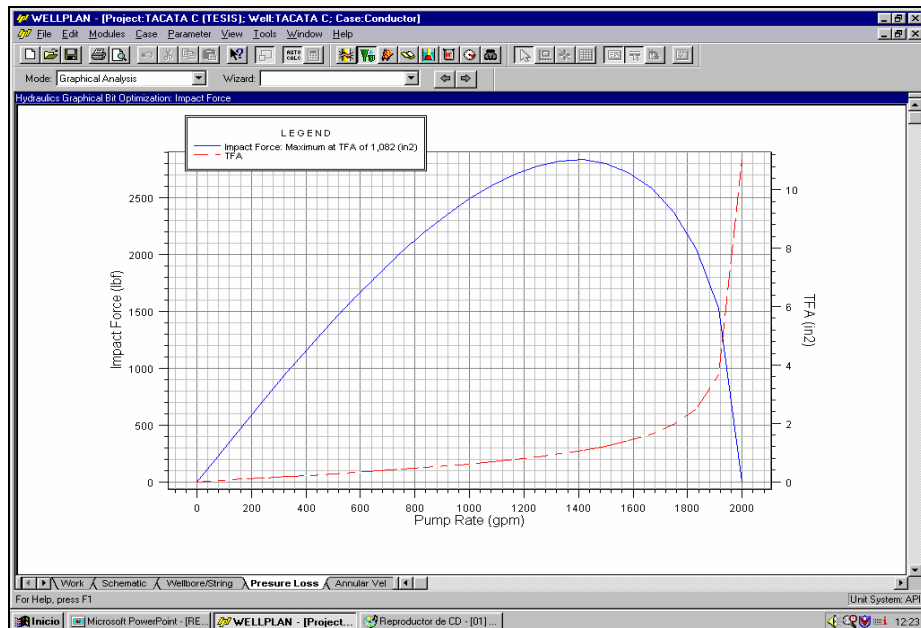


Fig. 124.- Gráfica de TFA por impacto para la fase 20" del Caso Base.

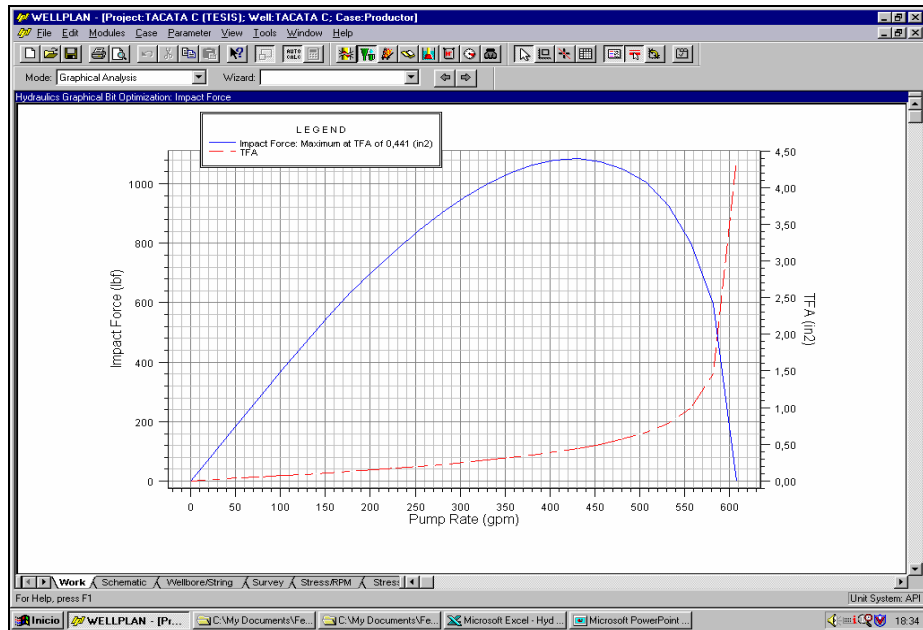


Fig. 125.- Gráfica de TFA por impacto para la fase 13 3/8" del Caso Base.

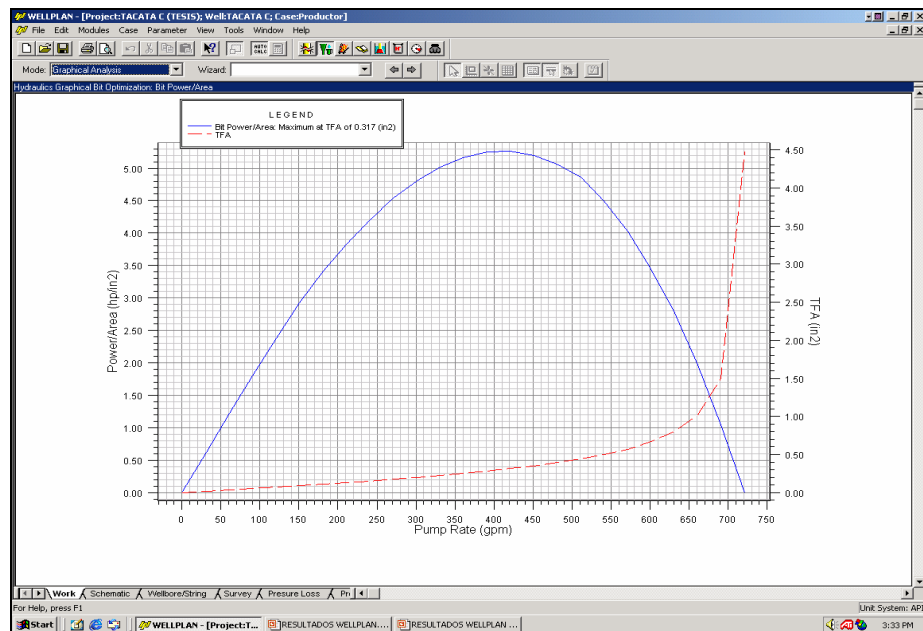


Fig. 126.- Gráfica de TFA por potencia para la fase 9 5/8" del Caso Base.

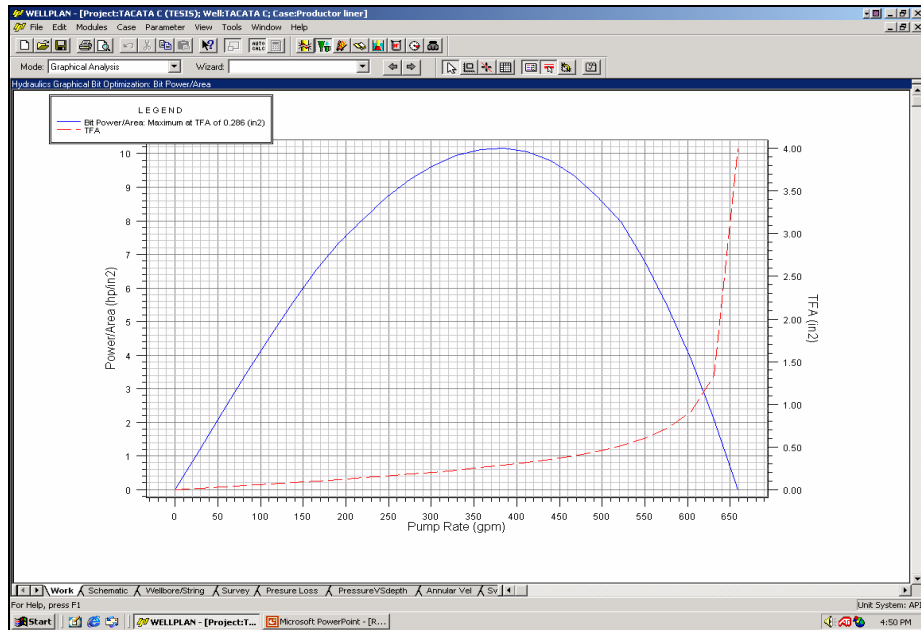


Fig. 127.- Gráfica de TFA por potencia para la fase 7 5/8" del Caso Base.

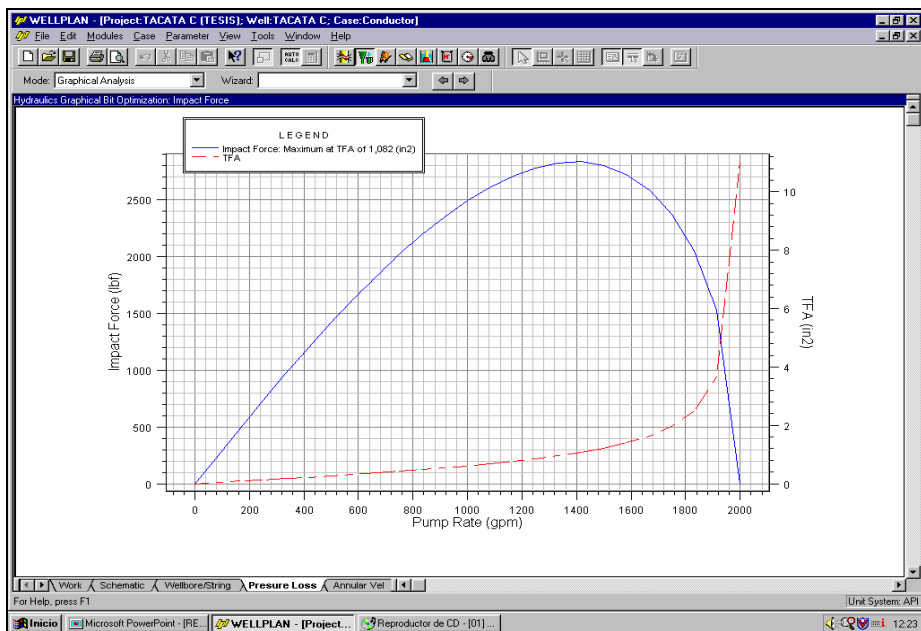


Fig. 128.- Gráfica de TFA por impacto para la fase 20" del Caso Contingencia.

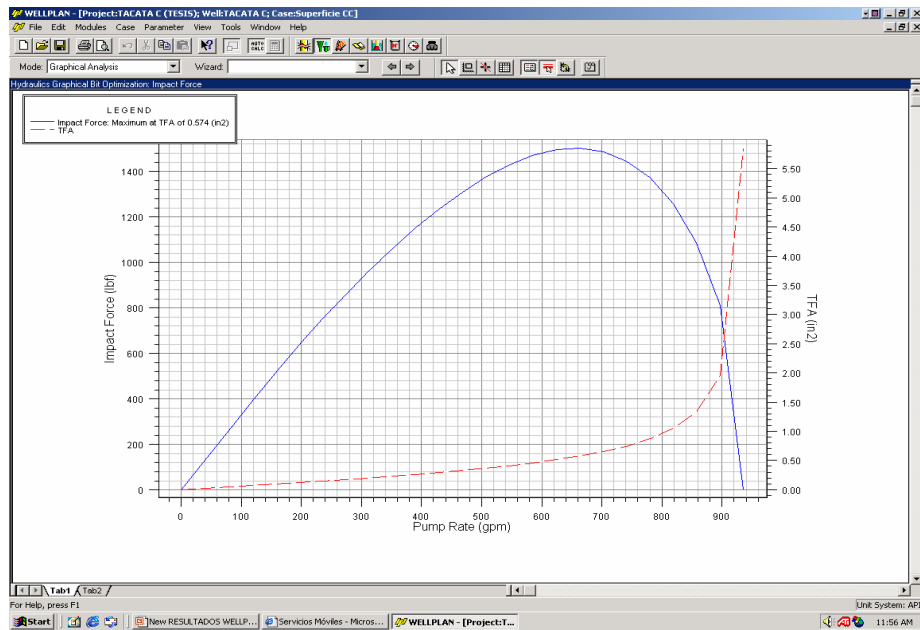


Fig. 129.- Gráfica de TFA por impacto para la fase 16ⁿ del Caso Contingencia.

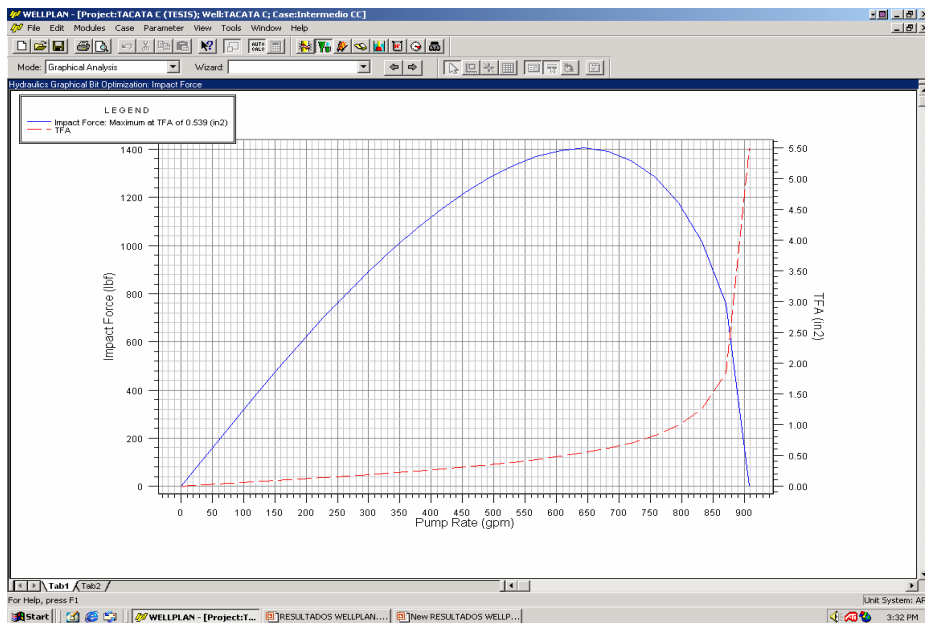


Fig. 130.- Gráfica de TFA por impacto para la fase 13 3/8" del Caso Contingencia.

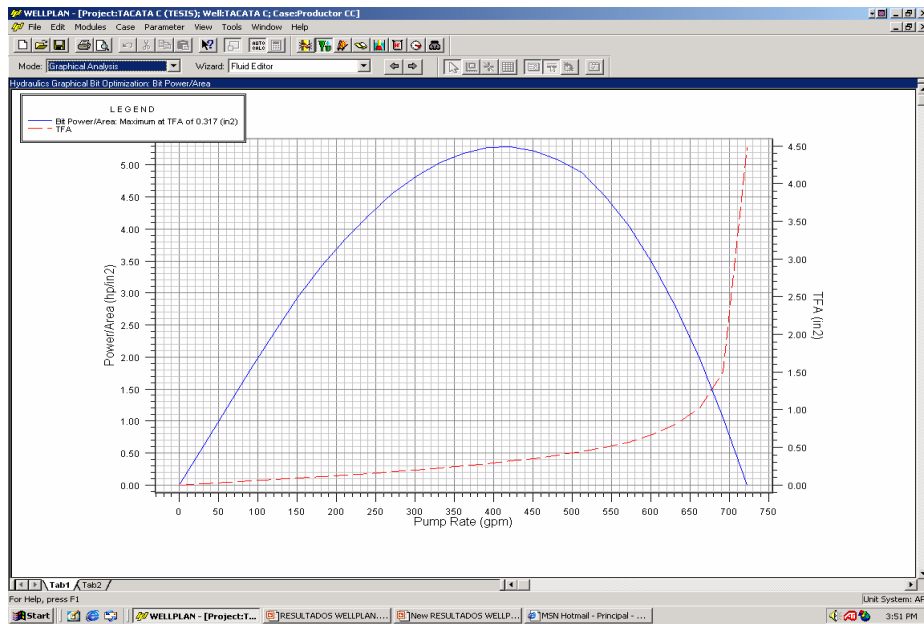


Fig. 131.- Gráfica de TFA por potencia para la fase 9 5/8" del Caso Contingencia.

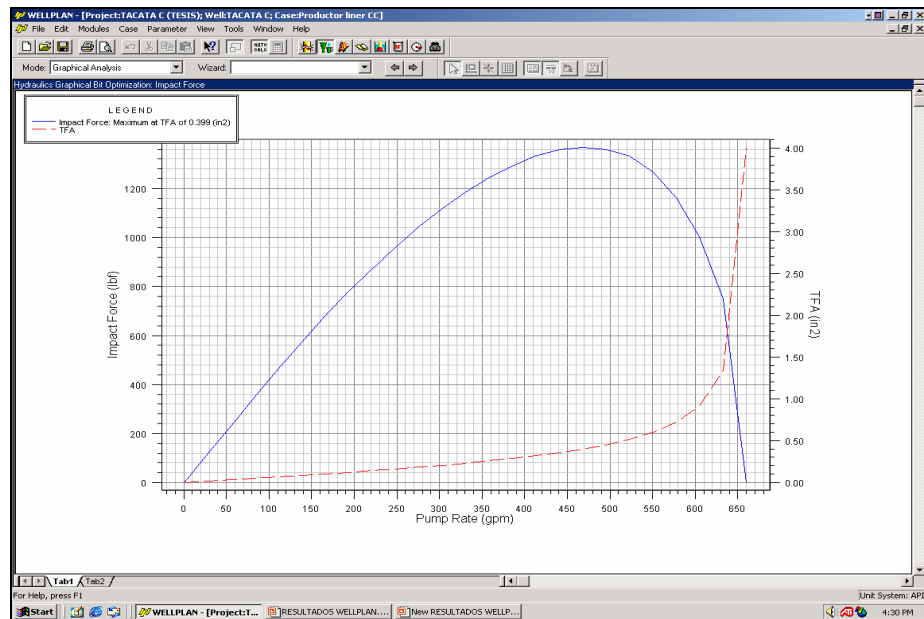


Fig. 132.- Gráfica de TFA por potencia para la fase 7 5/8" del Caso Contingencia.

En el multigráfico transporte hidráulico de los rípos se graficaron profundidad vs la tasa mínima, el porcentaje de suspensión y el tamaño de la “cama” de los rípos asentados en el fondo. De la Fig. 133 a la Fig. 136 se plasman los resultados obtenidos para el Caso Base y de la Fig. 137 a la Fig. 141 los del Caso Contingencia.

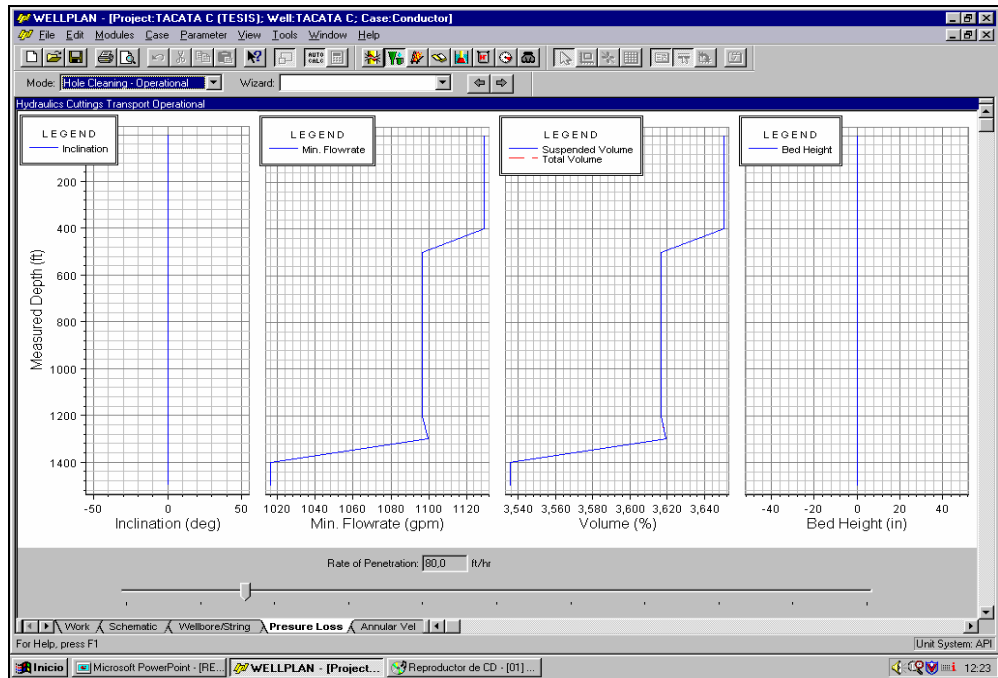


Fig. 133.- Gráfico profundidad vs la tasa mínima, porcentaje de suspensión y tamaño de la “cama” para la fase 20” del Caso Base.

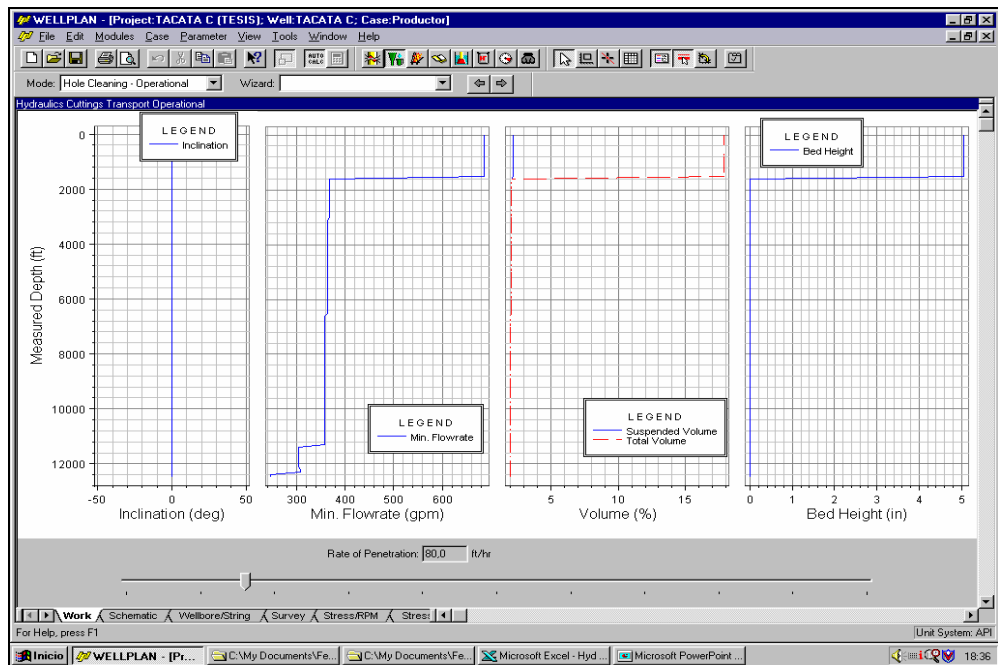


Fig. 134.- Gráfico profundidad vs la tasa mínima, porcentaje de suspensión y tamaño de la “cama” para la fase 13 3/8” del Caso Base.

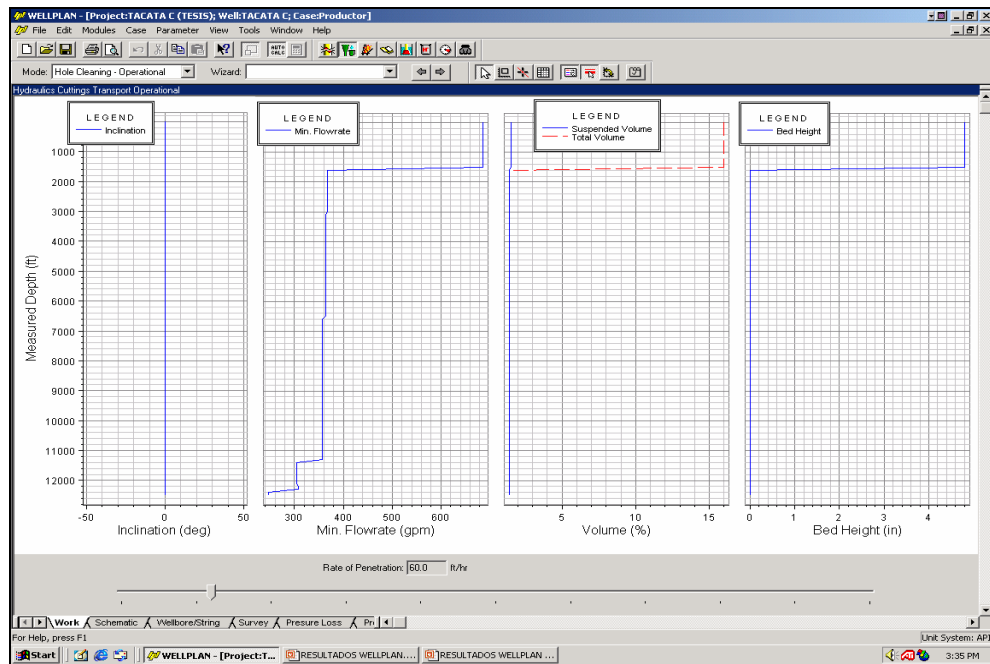


Fig. 135.- Gráfico profundidad vs la tasa mínima, porcentaje de suspensión y tamaño de la “cama” para la fase 9 5/8” del Caso Base.

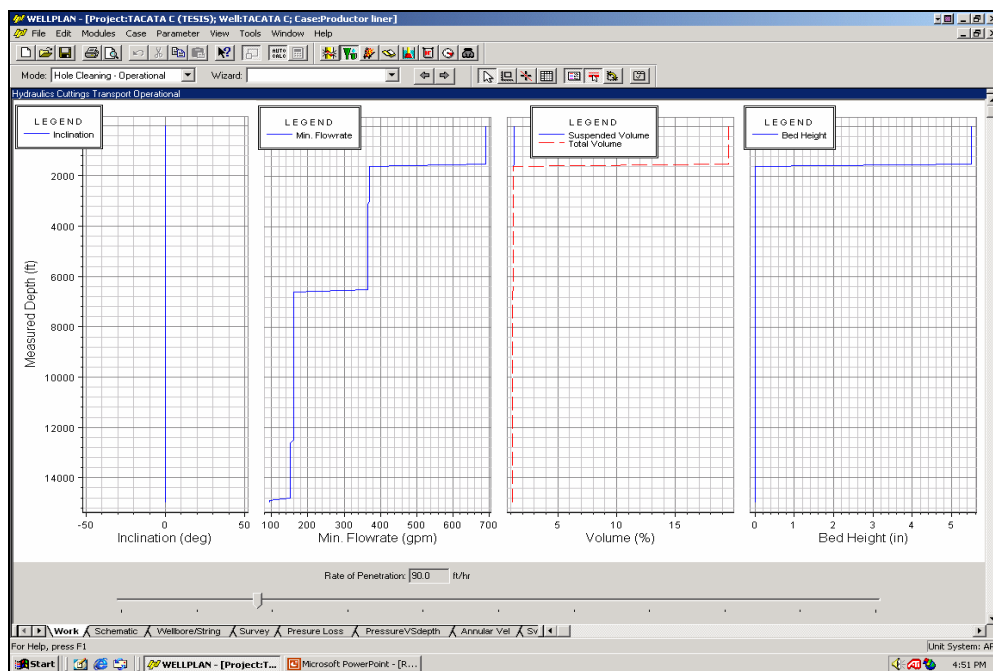


Fig. 136.- Gráfico profundidad vs la tasa mínima, porcentaje de suspensión y tamaño de la “cama” para la fase 7 5/8” del Caso Base.

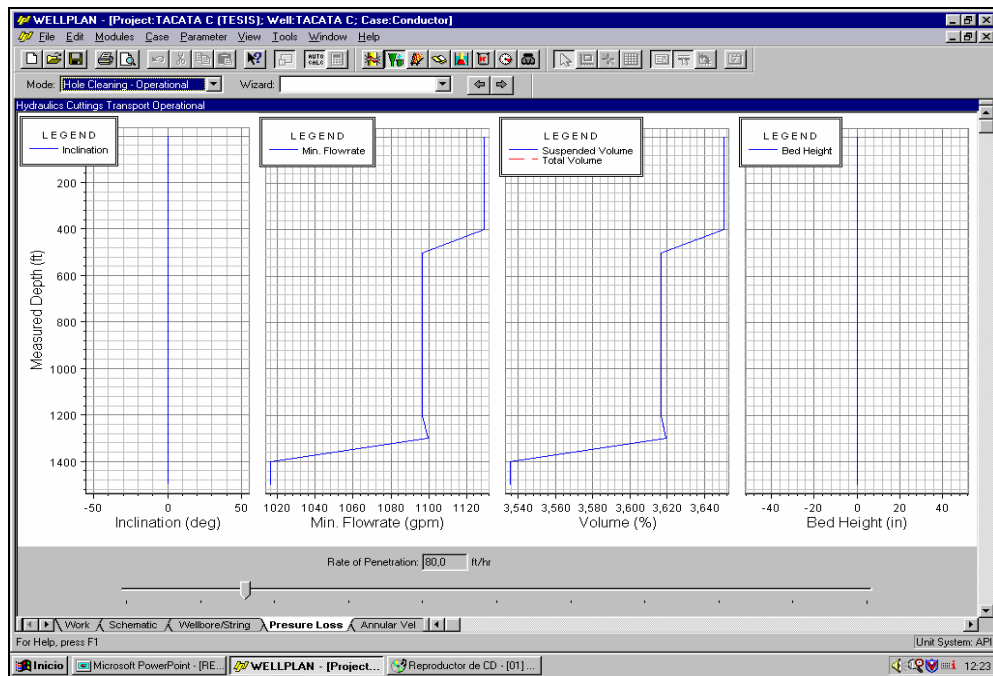


Fig. 137.- Gráfico profundidad vs la tasa mínima, porcentaje de suspensión y tamaño de la “cama” para la fase 20” del Caso Contingencia.

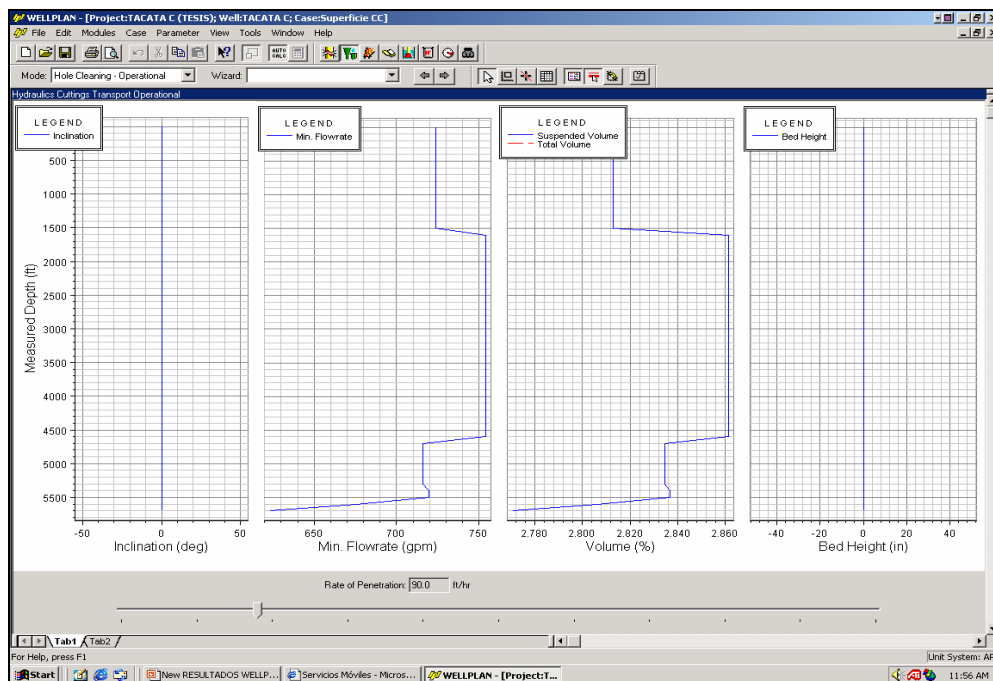


Fig. 138.- Gráfico profundidad vs la tasa mínima, porcentaje de suspensión y tamaño de la “cama” para la fase 16” del Caso Contingencia.

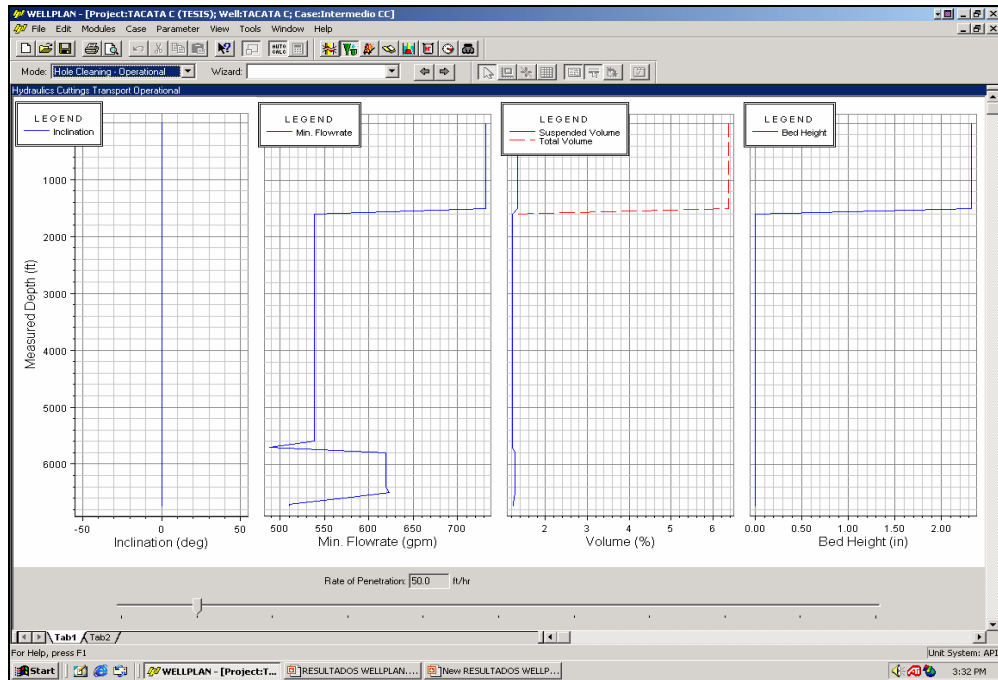


Fig. 139.- Gráfico profundidad vs la tasa mínima, porcentaje de suspensión y tamaño de la "cama" para la fase 13 3/8" del Caso Contingencia.

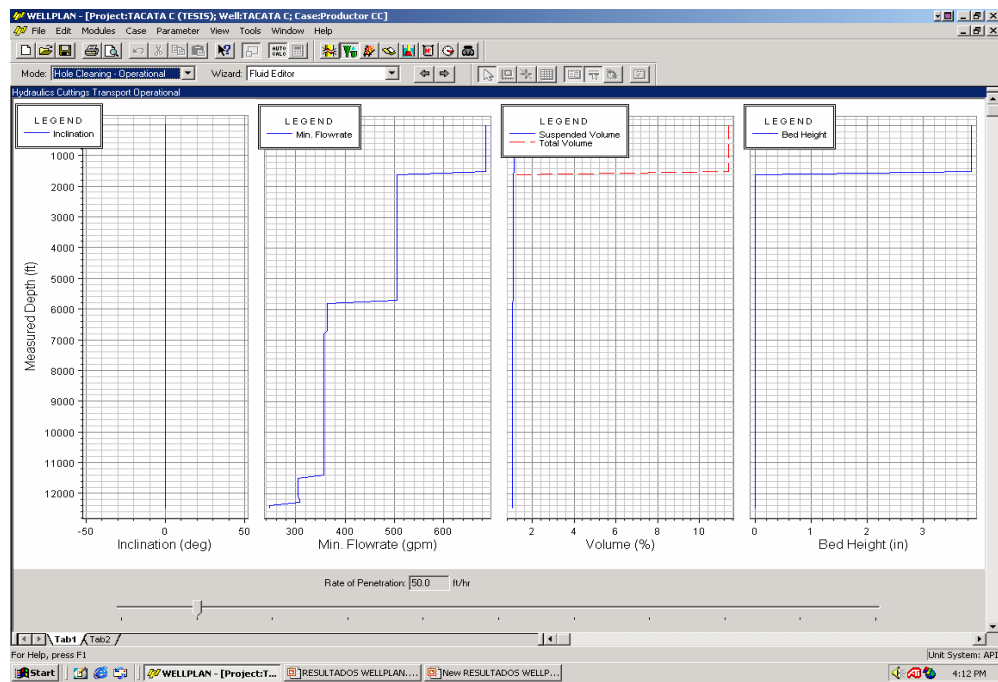


Fig. 140.- Gráfico profundidad vs la tasa mínima, porcentaje de suspensión y tamaño de la "cama" para la fase 9 5/8" del Caso Contingencia.

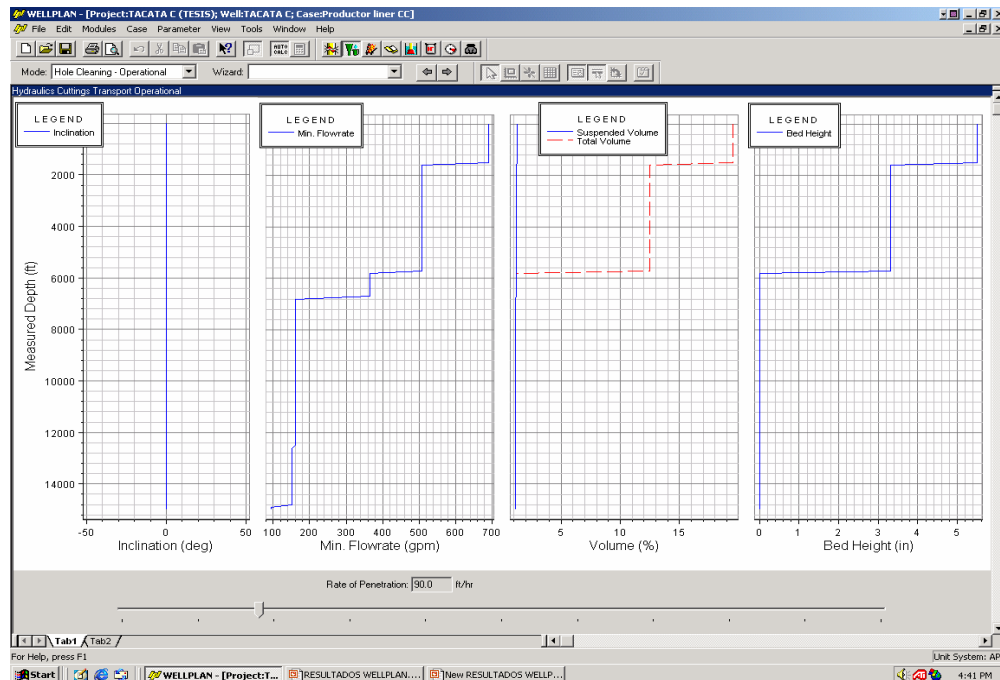


Fig. 141.- Gráfico profundidad vs la tasa mínima, porcentaje de suspensión y tamaño de la “cama” para la fase 7 5/8” del Caso Contingencia.

En el caso de las figuras anteriores se nota la presencia, en algunos casos, de una “cama” de ripios y una diferencia entre el porcentaje del volumen total y el total, estos deberían ser iguales. Esta diferencia se permite para poder cumplir con el diseño de impacto o potencia y se puede observar que los valores son pequeños y en la parte somera del hoyo.

- **Diseño del programa de perfilaje:** Siguiendo los requerimientos de petrofísica se estableció para las diferentes fases de construcción del pozo el siguiente programa, que se aprecia en la Tabla 53.

Tabla 53. Registros por hoyo.

CORRIDA	HOYO	TIPO DE REGISTRO
N° 1 Intervalo (0'- 1500')	26"	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Resistividad - Sónico -Gamma Ray ➤ Densidad – Neutron – GR
N° 2 Intervalo (1500'- 5700')	20"	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Resistividad - Sónico -Gamma Ray ➤ Densidad – Neutron – GR
N° 3 Intervalo (5700'-6750')	17 ½"	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Resistividad Alta Resolución ➤ Sonico Dipolar Cruzado ➤ Gamma Ray- Caliper Orientado ➤ Densidad – Neutron ➤ Gamma Ray Espectral ➤ Imagen ➤ Resonancia Magnética ➤ Presión de Formación 50 ➤ Muestras de Fluidos 6 ➤ Muestras de Rotación Núcleos de Pared 40
N° 4 Intervalo (6750'-12500')	12 ¼"	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Resistividad Alta Resolución ➤ Sonico Dipolar Cruzado ➤ Gamma Ray- Caliper Orientado ➤ Densidad – Neutron ➤ Gamma Ray Espectral ➤ Imagen ➤ Resonancia Magnética ➤ Presión de Formación 50 ➤ Muestras de Fluidos 6 ➤ Muestras de Rotación Núcleos de Pared 40
N° 5 Intervalo (12500'-15000')	8 3/8"	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Resistividad Alta Resolución ➤ Sonico Dipolar Cruzado ➤ Gamma Ray- Caliper Orientado ➤ Densidad – Neutron ➤ Gamma Ray Espectral ➤ Imagen ➤ Resonancia Magnética ➤ Presión de Formación 50 ➤ Muestras de Fluidos 5 ➤ Muestras de Rotación Núcleos de Pared 40

- **Diseño de completación:** El diseño de la completación del pozo es realizado por la Gerencia de Perforación a través del ingeniero especialista en completación, asignado al proyecto Tácata C. Para llevar a cabo el diseño, el ingeniero se vale de una herramienta de Landmark Graphics denominada WellCat.

Tomando en consideración los resultados del análisis nodal que arrojaron como mejor opción la completación con una tubería de 5 ½" para poder manejar los volúmenes requeridos. No obstante, debido a que el diseño mecánico termina con una camisa de 7 5/8" no se puede bajar la tubería de producción de 5 ½". Por tal motivo la completación debe estar acorde con esa limitante mecánica que presenta el pozo.

Es por todo lo anterior que el diseño propuesto a ser simulado por WellCat es el siguiente: completación sencilla selectiva 5 ½" x 3 ½". Además considerando las siguientes condiciones de diseño:

- Producción esperada: 5.000 BPPD + 100 MMPCGD
- Gravedad API: 35° - 45°
- Arenas:
 - CA-P: 14.810'. Presión estimada: 10.950 lpc.
 - CA-N: 14.500'. Presión estimada: 10.700 lpc.
 - CA-M: 14.380'. Presión estimada: 10.650 lpc.
 - CA-K: 14.000'. Presión estimada: 10.350 lpc.
 - CA-J: 13.800'. Presión estimada: 10.200 lpc.
 - CA-G: 13.340'. Presión estimada: 9.850 lpc.
 - CA-F: 13.150'. Presión estimada: 9.750 lpc.
- Temperatura de fondo estimada: 280 °F @ 15.000'
- Presión de poro calculada @ 15.000' 10.196 lpc / Densidad equivalente 13.10 lpg.
- Gradiente de fractura calculado @ 15.000' 15.107 lpc / Densidad equivalente 19,40 lpg.

Estimación de Base de Conocimiento (Competencias Requeridas)

Debido a que se trata de un pozo delineador de un campo relativamente nuevo, el personal requerido para desarrollar el proyecto debe tener un alto nivel de experticia, la cual debe ser, en general, como mínimo cinco (5) años. Ver la Tabla 54.

Tabla 54. Experiencia mínima requerida por el personal del proyecto

PERICIAS CLAVES	EXPERIENCIA (AÑOS)
PLANIFICACION	> 5
DISEÑO	> 5
COMPLETACION	> 5
FLUIDOS	> 5
CEMENTACION	> 3
OPERACIONES	> 5
SUPERV. 24 H.	> 10
SHA	> 5

Estimación de Tiempo y Costo

Para la estimación del tiempo del pozo de la locación Tácata C se usó, como se ha mencionado anteriormente, el pozo TAG-16 debido a que los otros pozos de la zona fueron perforados someramente y con una tecnología muy vieja, por lo cual no son representativos para la estimación. Unos aspectos importantes que se tomaron en cuenta como premisa para la estimación del tiempo fue la tasa de penetración por formación (Fig. 35, página 109) y la tasa de penetración por fase (Fig. 36, página 110), así como los resúmenes operacionales del pozo (apéndice 16 y 25). El resultado obtenido en la estimación del tiempo fue de 167 días para el Caso Base u optimizado y 180 días para el Caso Contingencia, esto se aprecia en la Fig. 142.

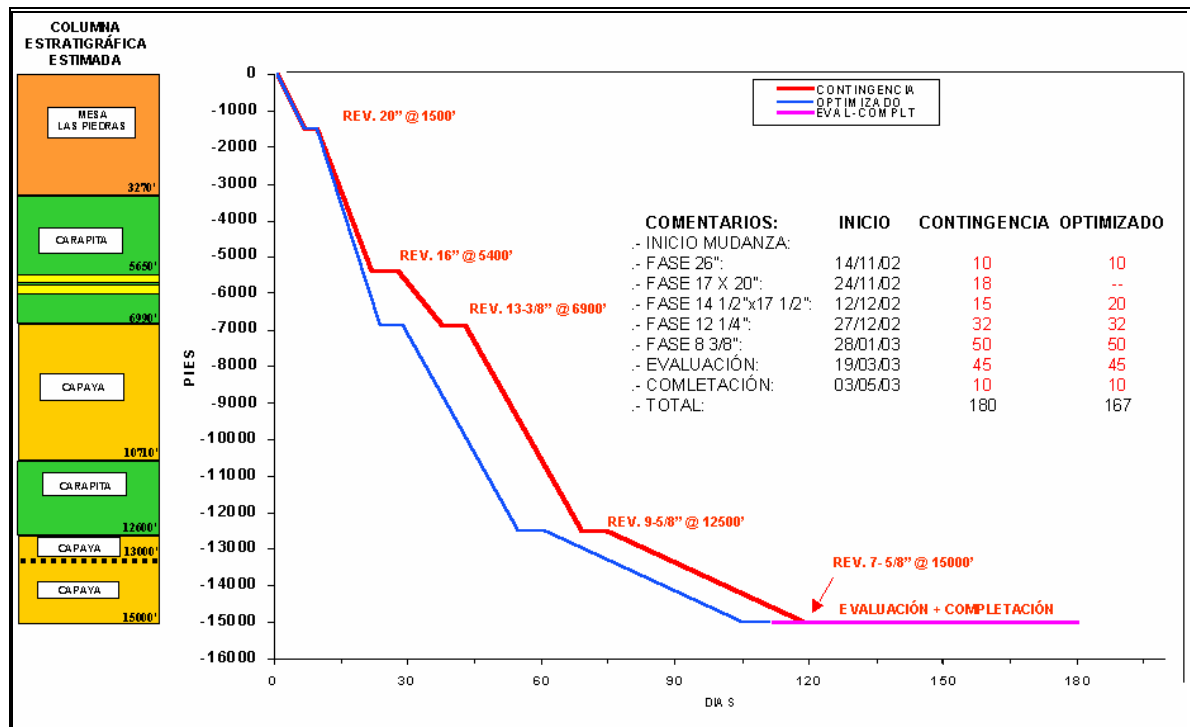


Fig. 142. Resultado de la estimación del tiempo para los dos casos del pozo del Tácata C.

En cuanto a la estimación de los costos se tomaron en cuenta varias premisas, que son indispensables para su ejecución. Estas premisas son las siguientes:

- Tasa Cambiaria: 1200 Bs. / US\$.
- Taladro 3000 HP.
- Mudanza Inicial Taladro.
- Cabezal 15 Mlbs: Incluye Sección "A", "B", "C" y árbol de navidad
- Diseño de revestidores: 20", 16", 13 3/8", 9 5/8" y 7 5/8".
- Pozo Vertical (uso herramientas direccionales en hoyo 12 1/4")
- 240 pies de Núcleos.
- Completación Sencilla Selectiva 5 1/2".
- Evaluación con taladro en sitio, incluye "Well Test" y DST (4 arenas)
- Transporte de crudo durante evaluación.
- Cabina de "Mud Logging" desde inicio de la perforación.
- A partir del segundo hoyo se contempla fluido "Drill-in" y registros eléctricos que abarcan: IND.- GR -DEN.-NEU.-GR ESPECTRAL -

CALIPER 6 B. -SONICO DIPOLAR-IMÁGENES, MDT, muestras de fluidos y pared.

- Quemador portátil desde el inicio de la Fase II @ 1500'.
- Incluye TALPER (Recargo Perforación - Oriente).
- Costo servicio contratado (Labor Asociada), personal (Supervisor 24 h, fluidos, cemento, SHA, etc.).

Tabla 55. Estimación tiempo y costo.

FASES	TIEMPO POR FASE (Días)	
	Caso Base	Caso Contingencia
CONDUCTOR 20"	10	10
SUPERFICIE 16"		18
SUPERFICIE 13 3/8"	20	15
INTERMEDIO 9 5/8"	32	32
PRODUCCIÓN 7 5/8"	50	50
PRODUCCION 5 1/2"		
EVALUACION	45	45
COMPLETACION	10	10
TOTAL:	167	180
	COSTOS MMBs	
	Caso Base	Caso Contingencia
PERFORACION	9.200,00	9.747,00
EVALUACION	3.300,00	3.300,00
COMPLETACION	1.200,00	1.200,00
LOCALIZACION	800,00	800,00
TOTAL:	14.500,00	15.047,00

En los apéndices 45 y 46 se detallan los costos de perforación.

Estrategia de Contratación y Preselección de Empresas

El ente encargado de la estrategia de contratación es la Gerencia de Contratación y lleva a cabo las adquisiciones en forma directa o por licitación. Entre lo equipos y servicios de perforación requeridos tenemos:

- Operación de taladros de perforación de 3.000 HP – Área Oriente
- Servicio integral de control ambiental durante la construcción de un pozo exploratorio en la División Oriente.
- Servicio de cabina de “Mud Logging” durante la construcción de un pozo exploratorio en la División Oriente.
- Servicio integral de cementación durante la construcción de un pozo exploratorio en la División Oriente.
- Servicio de perforación direccional y herramientas durante la construcción de un pozo exploratorio en la División Oriente.
- Servicio integral de fluidos durante la construcción de un pozo exploratorio en la División Oriente.
- Servicio de llave hidráulica, computadora, machaca, corte en frío y “fill up tool” (herramienta de llenado continuo) durante la construcción de un pozo exploratorio en la División Oriente.
- Servicio integral de perfilaje durante la construcción de un pozo exploratorio en la División Oriente.
- Los servicios de quemador portátil, inspección y reparación de tubulares, perforación de pozo de agua, tendido de líneas de agua, se acometerán a través de contratos regionales cuya licitación respectiva está en progreso.
- A través de Bariven se realizará la procura de revestidores, secciones de cabezal, equipos de completación, tubería de producción, mechas, agua salada (nuevo convenio, vigente desde 01-01-02)
- El servicio de evaluación se realizará con taladro en sitio (cañoneo, evaluación DST y “Well Testing”)

Permisologías

Tanto el MEM y MARN, en sus departamentos especializados (Inspección Técnica de Hidrocarburos y Dirección Estatal Ambiental, respectivamente) dieron la buena pro para la ejecución de las obras relacionadas con la locación TÁCATA C.

De manera más específica se puede acotar que el MEM aprobó los objetivos primarios (Capaya F y K) y secundarios (Capaya – sup.) y su ubicación superficial. Para más detalles ver anexo 9.

En cuanto al MARN el documento entregado a PDVSA hace constar que la compañía cumplió con los requisitos económicos y cuales son las actividades que comprende la ejecución de la construcción y perforación del pozo delineador TÁCATA C, así como cuales son las condiciones, restricciones y limitaciones a las cuales está sujeto el proyecto Construcción y Perforación del pozo Delineador TÁCATA C. Del anexo 10 al 17 se encuentra el documento entregado a PDVSA por el MARN.

Revisión y Diseño de Localización

El inicio de la construcción de la localización se prevé noventa (90) días antes de iniciar la mudanza del taladro. La distribución de la misma es de 90 m de largo por 105 m de ancho (área total: 9.450 m²).

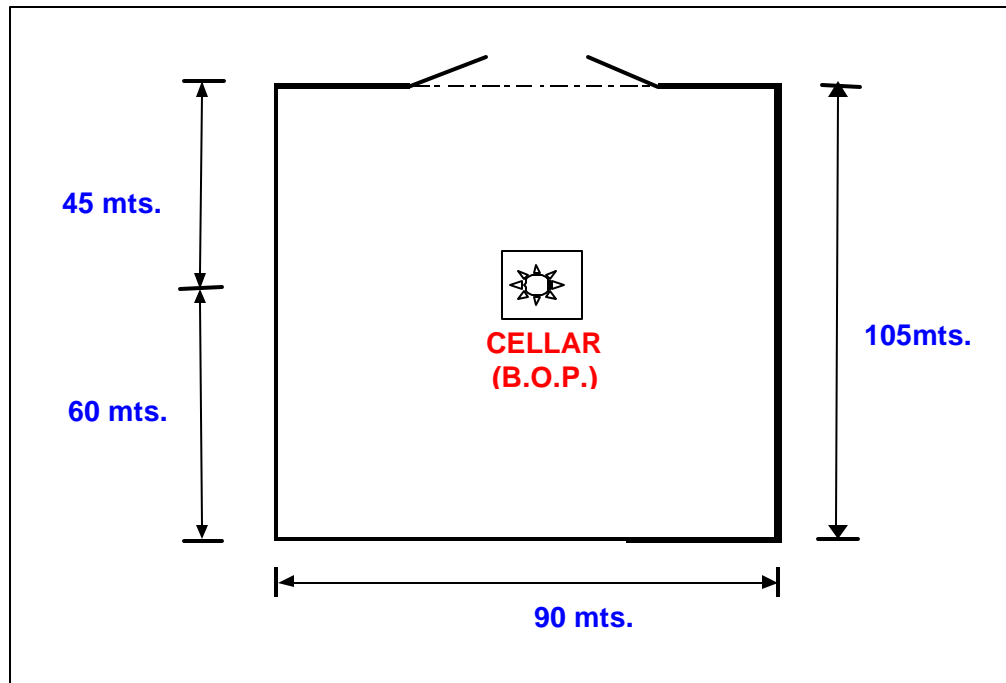


Fig. 143. Dimensiones Locación Táctica C para taladro de 3000 HP.

El proyecto para la construcción de las instalaciones de la localización Táctica C, está ubicado en el municipio Freites del estado Anzoátegui; contempla la perforación de un pozo exploratorio de petróleo; para ello, se requiere la construcción de una plataforma asfaltada, vía de acceso asfaltada (2.489,17 m) y la perforación de un pozo de agua. Las características generales y la ubicación de estos elementos del proyecto, son las siguientes:

a. Plataforma.

Ubicada a 26,3 Km. (aproximadamente) al Sudoeste de la población de El Tejero. Contempla el asfaltado en un área de 9.450 m² (105 m por 90 m).

b. Vía de acceso.

El proyecto contempla la construcción de una vía de acceso asfaltada de 2.489,17 m de longitud y con ancho de calzada de 6 m. Comunicará la plataforma (a construir) con la vía operacional del pozo TAG-16. Las coordenadas UTM donde se ubica el proyecto de la vía: progresiva 0+000 (N 1.062.458 m y E 399.971 m) y progresiva 2+489,17 (N 1.062.933,26 m y E 397.566,29 m).

c. Extracción de material mineral no metálico.

Para la construcción del terraplén de la plataforma y vía de acceso, se plantea la explotación de un préstamo que tendrá las siguientes características: 48 metros de largo, 45 m de ancho, profundidad media de 2,00 m y talud de 1,5:1; para extraer 4.000 m³ de arcilla. Para la construcción de la sub-base de granzón, se adquirirá el material en un préstamo comercial ubicado en la zona y autorizado por el MARN.

d. Obras de Drenaje.

En la plataforma se contempla la construcción de cunetas de concreto perimetrales al área asfaltada y dos tanquillas de concreto ubicadas en los vértices Sudeste y Sudoeste. Se construirá red de canales y tanquillas en el área donde se instalará el taladro que perforará el pozo exploratorio.

En la progresiva 0+200 de la vía de acceso, se tiene previsto instalar una alcantarilla de dos tubos de 12" de diámetro.

e. Pozo de Agua.

Se construirá para atender las necesidades de agua fresca durante la fase de perforación del pozo petrolero; estará ubicado hacia el vértice Sudeste de la plataforma, en las coordenadas UTM: N 1.062.384,52 m y E 400.064,83 m.

Procura de Materiales de Largo Tiempo de Entrega

Se le debe solicitar a Bariven los tubulares y conexiones que se muestran en la Tabla 56 y Tabla 57, respectivamente. A la empresa se le encarga Cameron los cabezales con las siguientes características, resistencia de 15.000 lbs y del tipo sencillo.

Tabla 56. Requerimientos de tubulares para los dos casos del Tácata C.

CASO	OD (pulg)	PESO (lbm/pies)	GRADO	CANTIDAD (pies)
Base	20	94	K-55	1500
	13 3/8	68	N-80	3100
		72		3600
	9 5/8	58,4	95-SS	7000
		53,5	P-110	3900
			HC-110	1700
7 5/8	39	P-110	2900	
Contingencia	20	94	K-55	1500
	16	109	N-80	5700
	13 3/8	68		3300
			72	HC-95
	9 5/8	58,4	95-SS	7000
		53,5	P-110	3900
		HC-110	1700	
7 5/8	39	P-110	2900	

Tabla 57. Requerimientos de conexiones para los dos casos del Tácata C.

Caso	Fase (pulg)	Conexión
Base	20	Big Omega
	13 3/8	TC-II (TC)
	9 5/8	NSCC
		TC-II (TC)
		BTC, HC-110
7 5/8	SuPreme LX (SLX) (J)	
Contingencia	20	Big Omega
	16	BTC, N-80
	13 3/8	TC-II (TC)
	9 5/8	NSCC
		TC-II (TC)
		BTC, HC-110
7 5/8	SuPreme LX (SLX)	

Análisis de Factibilidad Económica

El personal de UEY es el encargado de realizar el análisis de factibilidad económica del desarrollo del prospecto PDD TÁCATA. Para llevar a cabo el análisis se consideraron las siguientes premisas:

- Recursos ponderados (MMBNP): 125
- Pozos exploratorios: 3
- Pozos desarrollo: 10
- Potencial pozo (BNPD): 5.000
- Declinación (%): 20
- RGP - inicial (PCNG/BNP): 1.200
- Costo pozo exploratorio (MMBs): 15.500
- Costo pozo desarrollo (MMBs): 14.500
- Costo infraestructura (MMBs): 7.000
- Paridad (Bs/\$): 1.300
- Precio del crudo (\$/Bls): 17,54
- Gravedad API: 40

Indicadores económicos resultantes del análisis de factibilidad económica del PDD TÁCATA son:

- VPN (MMBs): 304.033
- TIR (%): 46,70
- EI (Bs/Bs): 1,42
- TP (años): 9,2
- Inversión (MMBs): 399.634

MÉTRICA DE POZO

El resultado total de definición de perforación de la métrica de pozo fue el siguiente: el nivel de definición de las tareas (ICADP) es preliminar con un valor de 1,5 y la complejidad del pozo (ICODP) es de 137,5 lo que equivale a 1,7. Para más detalles ir los apéndices 5, 6 y 7.

En relación con los resultados obtenidos de la métrica de pozo (nivel de complejidad) se puede inferir que la probabilidad de alcanzar el éxito mecánico en la construcción del pozo es buena, aún cuando es un pozo exploratorio en profundidad y no poseer como soporte una alta densidad de pozos cercanos perforados en el área con la misma configuración mecánica. Como elementos de riesgos se debe considerar los siguientes aspectos:

- Presencia de fracturas naturales a nivel de la formación Capaya Productora.
- Presencia de altos buzamientos entre 30° y 40°, a una profundidad entre 4000' y 8000'.
- Presencia de zona fallada entre 8000' y 10000', a nivel de la formación Carapita.
- Zonas de bajo gradiente de fractura en las intracarapitas superiores, producidas en el pasado.

En tal sentido, se debe detallar las acciones tendentes a mitigar estos riesgos durante la perforación.



CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

- Por el riesgo que genera la perforación de un pozo delineador, se planificó la locación Tácata C con dos situaciones posibles, la ideal donde se requieren tres revestidores y una camisa, teniendo un tiempo de construcción de 167 días. La otra situación es en caso de encontrar presiones anormales, por lo cual hay que agregarle un revestidor al diseño ideal y su duración total está planificada para 180 días.
- La completación del pozo va a ser del tipo sencilla selectiva para producir con una tubería de 5 ½" con una cola de 3 ½" para la zona de la camisa.
- Se espera del pozo una producción de 5000 BPND en la arena Capaya K y 100 MMPCNGD en la arena Capaya F.
- Debido a que es un campo exploratorio, el éxito volumétrico y mecánico no son muy representativos, debido que sólo existe un solo pozo vecino con un diseño similar.
- El estudio y aplicación de nuevas tecnologías es de gran ayuda para el mejoramiento continuo de los procesos de construcción de pozo.
- El estudio de pozos vecinos es de vital importancia, ya que es con él que se saca la información que se analizará de manera estadística para obtener las mejores prácticas y las lecciones aprendidas.
- De la correcta y completa integración del equipo multidisciplinario va a depender el éxito de la metodología VCD. Además es vital la entrega oportuna de cualquier tipo de información.

- En cuanto a las métricas, estas son muy significativas en la ejecución de un proyecto de construcción de pozo, dado que son puntos de control para permitir continuar con las fases.



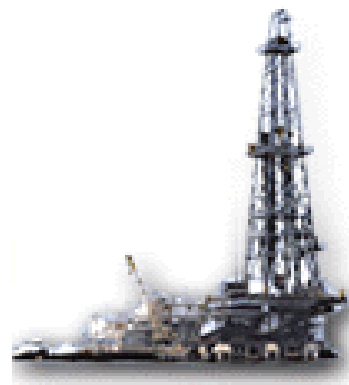
RECOMENDACIONES

RECOMENDACIONES

- Continuar el proceso de implantación de la metodología VCD a nivel nacional, mediante campañas que involucren la introducción a la metodología, el refrescamiento y un proceso de retroalimentación, con el fin de fortalecerla.
- Llevar a cabo una campaña de recopilaciones y análisis estadístico de la actividad de perforación con el propósito de identificar los aspectos que incrementen los tiempos de las perforaciones y tomar medidas preventivas que mejoren progresivamente los resultados del área.
- Simular con el WellCat el diseño propuesto (sencilla, selectiva, tubería 5 ½" x 3 ½") para la completación del pozo de la locación Tácata C, para corroborar si ésta resiste a las cargas que están sometidos los tubulares cuando se corren en el pozo.
- Realizar un estudio de simulación de fractura con la finalidad de ver la variación en la producción y la permeabilidad para futuros trabajos y pozos.
- Hacer un estudio de geomecánica de la región del campo Tácata.
- Asegurarse que la data cargada en el DIMS se haga de manera correcta, ya que es una herramienta de suma importancia a la hora de la planificación de un pozo.
- Realizar un proyecto estadístico para las matrices de yacimiento y de pozo, con el objetivo de regionalizar éstas y a su vez para cada tipo de pozo.
- Llevar una estadística con los diseños ideales generados con los programas de asentamiento y diseño de revestidores (aunque no hayan

sido llevados a la realidad) para actualizar el inventario de tubería con el fin de responder a las nuevas necesidades de la Corporación.

- Continuar con las investigaciones referidas a la Orimatita[®], con el fin de mejorarla y aumentar cada vez más la venta operacional de ella.
- Estandarizar y especificar, para todos los Distritos de PDVSA, la información y el esquema requerido en los informes de VCD por la Gerencia de Perforación para evitar ambigüedades.



BIBLIOGRAFÍA

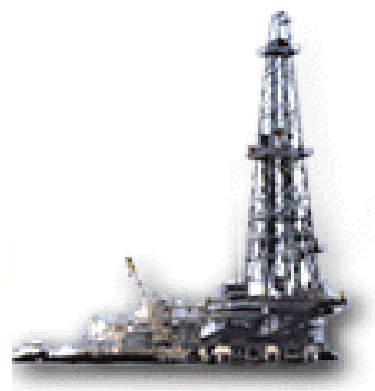
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. (2002) Análisis Nodales. Pozo: TAG-16. Localización: TÁCATA C. Arenas: Capaya K / Capaya F. [Presentación MS PowerPoint] PDVSA, 30 láminas.
2. AADNOY, B.S. et. al. (1987) Method for Fracture Gradient Prediction for Vertical and Inclined Boreholes. Paper SPE 16695 presentado en la "62nd Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE". Dallas, TX. Septiembre 27-30.
3. BAAMONDE, J.M. Mesa, Formación. Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela [en línea] 1997 [Consulta: 10/06/2002] <<http://www.intevep.pdv.com/~ibc03/m40w.htm>>
4. CARRASQUERO, J. (18/03/2002) Proyecto Orimatita[®]. Estado Actual [Presentación MS PowerPoint] PDVSA, 136 láminas.
5. CASTRO, M. Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela [en línea] 1997 [Consulta: 10/06/2002] <<http://www.intevep.pdv.com/~ibc03/lexico.htm>>
6. CENTRO DE EXCELENCIA DE PERFORACIÓN (s.f.) Responsabilidades Mesa de Construcción de Pozos [Presentación MS PowerPoint] PDVSA, 12 láminas.
7. CENTRO DE EXCELENCIA DE PERFORACIÓN (s.f.) Visualización, Conceptualización y Definición (VCD). [Presentación MS PowerPoint] PDVSA, 67 láminas.
8. CSIRO (2002) Genesis Data Entry System – User Guide. pp 8.

9. DENHAM, D y FIELDER, C.M. (2000) Bi-Center Innovations Impact Deepwater Drilling. Paper IADC/SPE 59239 presentado en la “2000 IADC/SPE Drilling Conference”. New Orleans, LA. Febrero 23-25.
10. (Febrero 2002) Proyecto Orimatita®. Estado Actual [Presentación MS PowerPoint] PDVSA 110 láminas.
11. Halliburton-Landmark, Manual de Operaciones del Sistema DFW, pp 1-2
12. Halliburton-Landmark, Data Analyzer 2000.01. pp 1.
13. Halliburton-Landmark, CasingSeat Training Manual. pp I-5.
14. Halliburton-Landmark, StressCheck, Release 2000.1 Training Manual
15. Halliburton-Landmark, WellPlan 2000 Training Manual. pp 15, 71 y 147.
16. JAM, P. Las Piedras, Formación. Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela [en línea] 1997 [Consulta: 10/06/2002] <<http://www.intevep.pdv.com/~ibc03/l80w.htm>>
17. (Junio 2000) Aceites Minerales de Baja Toxicidad en Aplicaciones de Perforación [Presentación MS PowerPoint] PDVSA, 18 láminas.
18. KISER, G.D. Uchirito, Formación. Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela [en línea] 1997 [Consulta: 10/06/2002] <<http://www.intevep.pdv.com/~ibc03/u03w.htm>>
19. LUTHER, C. (s.f.) Casing Shoe Driller™ Bi-Center. Drilling Out & Drilling Ahead [Presentación MS PowerPoint] Diamond Products Internacional, Inc. 41 láminas.

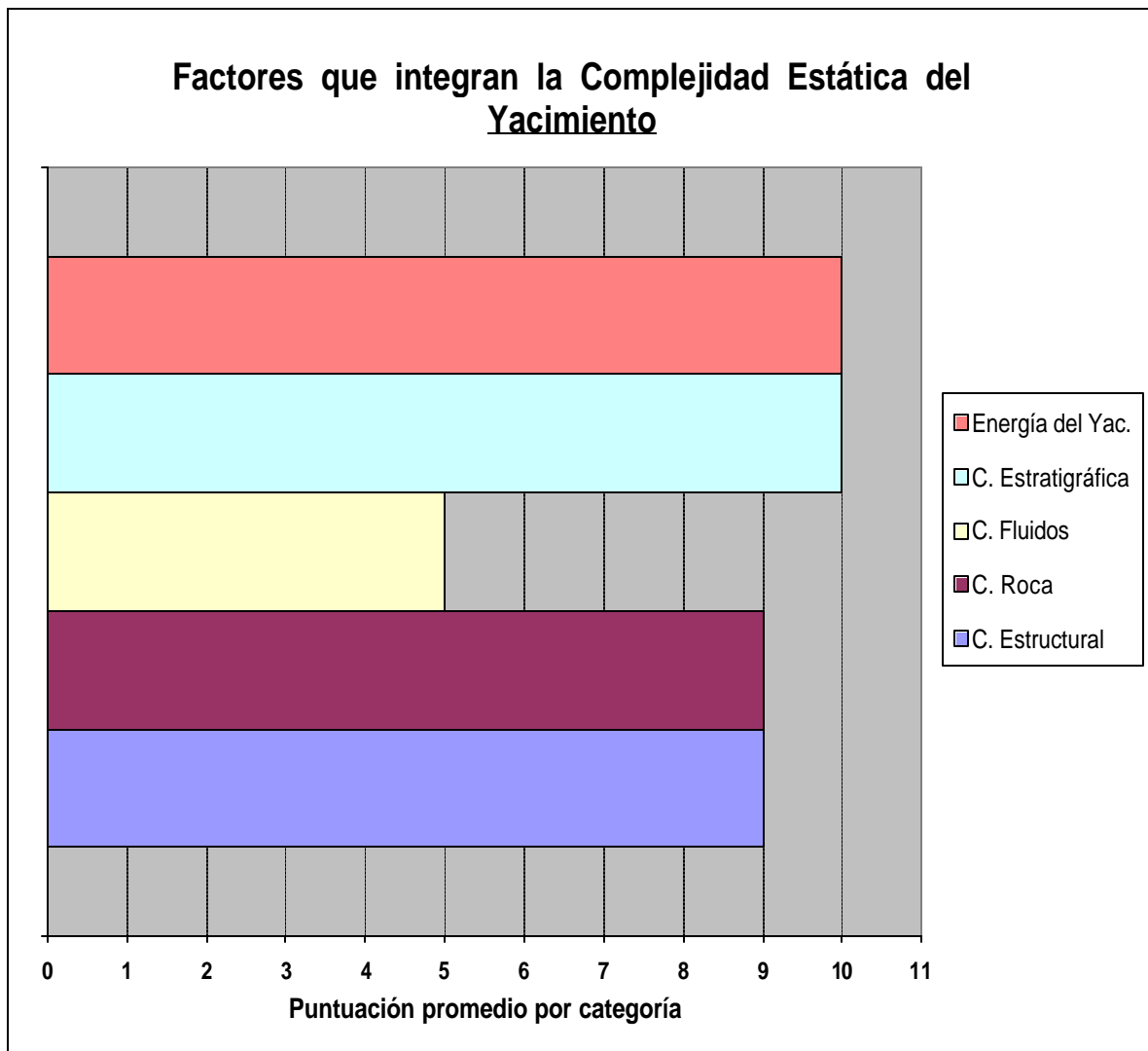
20. MÁRQUEZ, L. & ZAKHIA, H. (Noviembre 2002) Aplicar la Metodología VCD (Visualización, Conceptualización y Definición) en la Elaboración del Programa de Perforación de la Localización Ei-Jx del Campo San Joaquín, Distrito Anaco . Caracas. Trabajo Especial de Grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleo. 230 pp.
21. MESA DE TRABAJO (2002) Caso de Negocio “Prospecto Tácata-B” [Presentación MS PowerPoint] PDVSA & Baker Hughes, 15 láminas.
22. MOUCHET, J.P. y MITCHELL, A. (1989) Abnormal Pressures While Drilling, Elf Alquitaine Edition, 255 pp.
23. NEWHOUSE, C.C. y FIELDER, C.M. (2001) A New Look at Deepwater Drilling Problems Combined with New PDC Technology Produces Saving of \$5.9MM. Paper IADC/SPE 67765 presentado en la “2001 IADC/SPE Drilling Conference”. Amsterdam, Holanda. Febrero 27–Marzo 01.
24. (Noviembre 2002) Perforador Automático Multiparámetros. Optimiza la Perforación. [Presentación MS PowerPoint] Lasmo-Eni, 15 láminas.
25. ODEHNAL, M. Carapita, Formación (Subsuelo) Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela [en línea] 1997 [Consulta: 10/06/2002] <<http://www.intevep.pdv.com/~ibc03/c37w.htm>>
26. PARRISH, R., ISHMAEL, R. y FIELDER, C.M. (1997) Bi-Center Drill Bits and MWD/LWD Tools in a Horizontal Application Prove Effective in Reducing Well Costs and Increasing Liner-size Capability. Paper IADC/SPE 37640 presentado en la “1997 IADC/SPE Drilling Conference”. Amsterdam, Holanda. Marzo 04-06.

27. PDVSA INTEVEP (s.f.) Diseño de Revestidores y Tuberías de Producción. [Presentación MS PowerPoint] PDVSA, 245 láminas.
28. POZO, F. (2000) Manejo de Datos de Presiones a Través de la Herramienta Oil Field Manager (OFM) para la Optimización del Monitoreo y Control de Yacimientos en los Estudios Integrados, Caracas. Trabajo de pasantía industrial. pp 10-13
29. SENGGER, J (2001) Bi-Center Bits-A Proven Method of Drilling Larger Diameter Boreholes. Paper 17032 presentado en "ASME ETCE 2001". Houston, TX. Febrero 05-07.
30. UE PIRITAL (09/02/2002) Análisis de Pruebas DST y Diseño de Pruebas Extendidas. Pozo: TAG-16. Arenas Capaya K / Capaya F [Presentación MS PowerPoint] PDVSA, 15 láminas.
31. VIVAS, V. y MACSOTAY, O. Capaya, Formación. Código Estratigráfico de las Cuencas Petroleras de Venezuela [en línea] 1997 [Consulta: 10/06/2002] <<http://www.intevep.pdv.com/~ibc03/c31w.htm>>

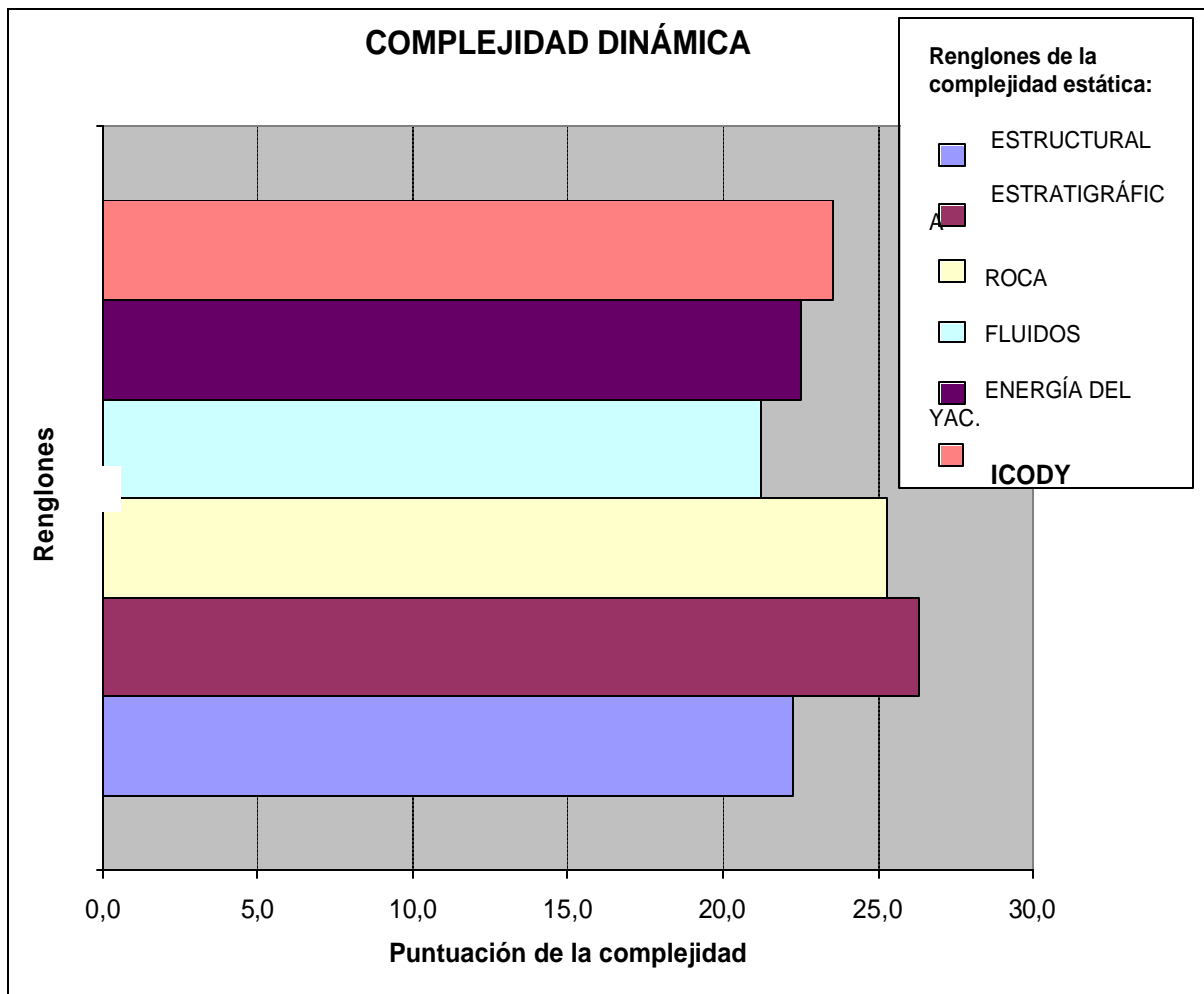


APÉNDICES

APÉNDICE 1.- Factores de complejidad estática del yacimiento.



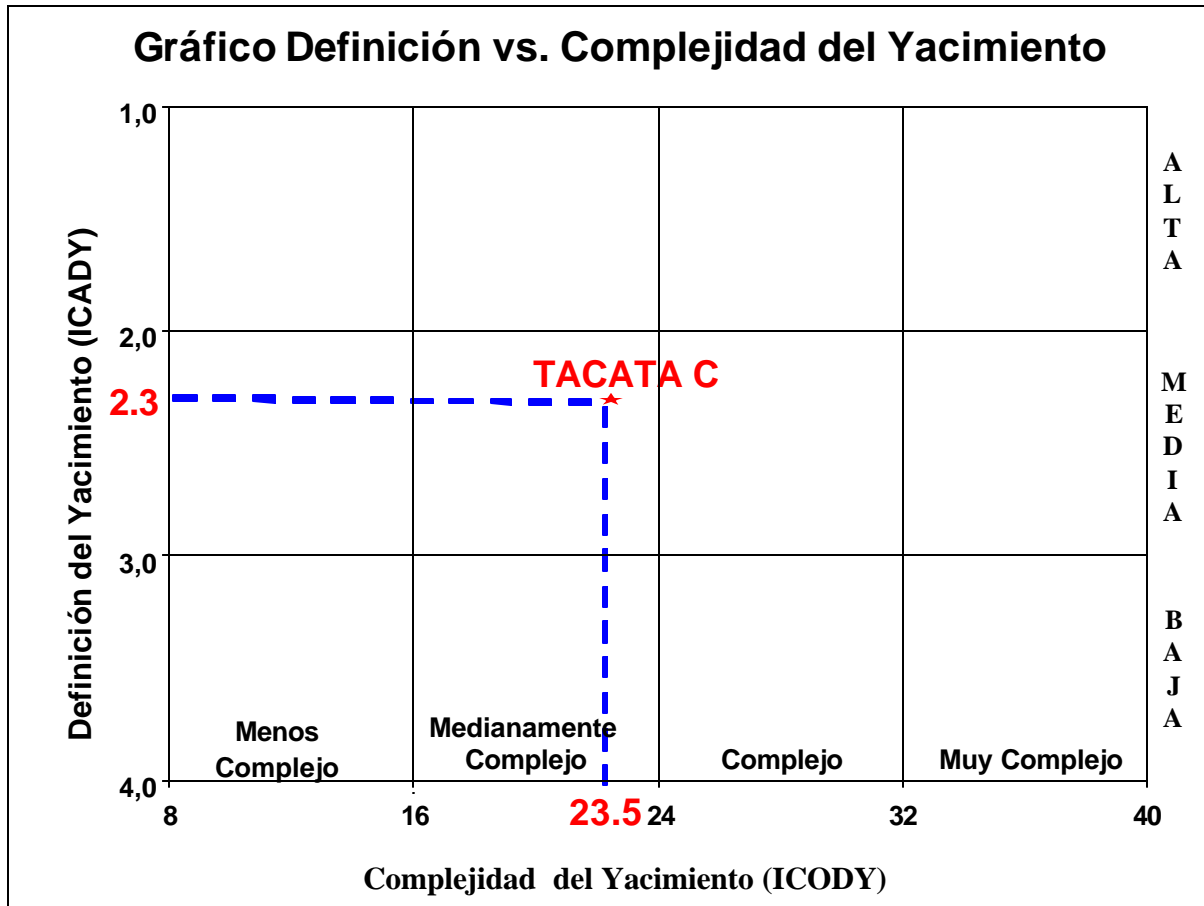
APÉNDICE 2.- Factores de complejidad dinámica del yacimiento.



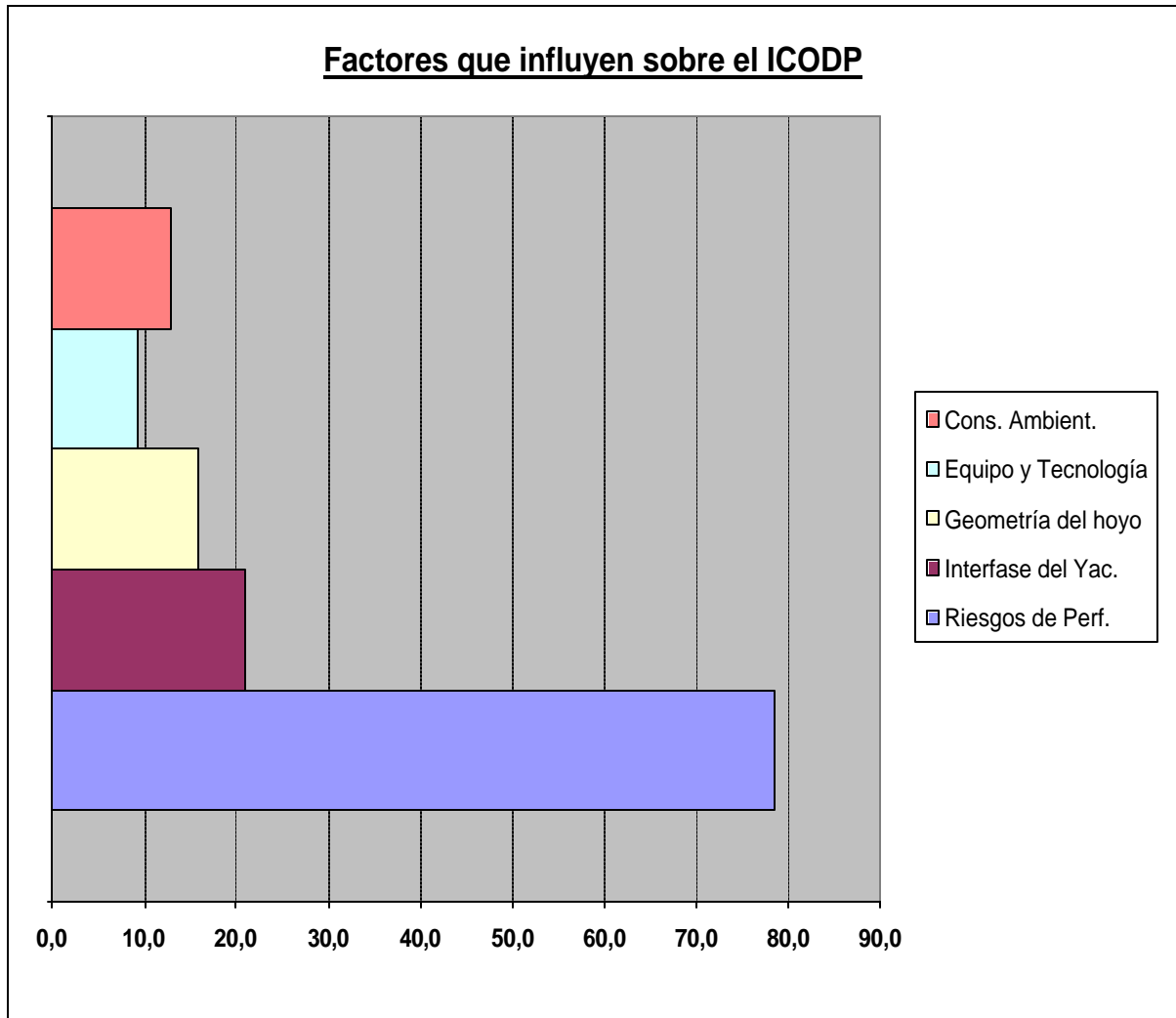
APÉNDICE 3.- Resultados de las matrices de yacimiento.

Complejidad Estructural			Escala de la Complejidad Estructural										
Compartimentalización estructural	2.0		<table border="1"> <tr> <td>20</td> <td>16</td> <td>12</td> <td>8</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>Alta</td> <td>Media-Alta</td> <td>Media</td> <td>Media - Baja</td> <td>Baja</td> </tr> </table>	20	16	12	8	4	Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja
20	16	12	8	4									
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja									
Densidad de fallas	2.0												
Fracturas naturales	2.0												
Buzamiento del reservorio	3.0												
PROMEDIO	2.3												
TOTAL	9												
Complejidad de calidad de la roca			Escala de la Complejidad de la Roca										
Relación arena neta-arena total (NTG)	2.0		<table border="1"> <tr> <td>20</td> <td>16</td> <td>12</td> <td>8</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>Alta</td> <td>Media-Alta</td> <td>Media</td> <td>Media - Baja</td> <td>Baja</td> </tr> </table>	20	16	12	8	4	Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja
20	16	12	8	4									
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja									
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			Escala de la Complejidad de los fluidos										
Tipo de hidrocarburo (líquido)	1.0		<table border="1"> <tr> <td>20</td> <td>16</td> <td>12</td> <td>8</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>Alta</td> <td>Media-Alta</td> <td>Media</td> <td>Media - Baja</td> <td>Baja</td> </tr> </table>	20	16	12	8	4	Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja
20	16	12	8	4									
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja									
Tipo de hidrocarburo (gas)	2.0												
Contenido de componentes inertes	1.0												
Aqua de formación	1.0												
PROMEDIO	1.3												
TOTAL	5												
Complejidad Estratigráfica			Escala de la Complejidad Estratigráfica										
Superposición de los yacimientos (en un campo)	4.0		<table border="1"> <tr> <td>15</td> <td>12</td> <td>9</td> <td>6</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>Alta</td> <td>Media-Alta</td> <td>Media</td> <td>Media - Baja</td> <td>Baja</td> </tr> </table>	15	12	9	6	3	Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja
15	12	9	6	3									
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja									
Continuidad vertical	3.0												
Continuidad lateral	3.0												
PROMEDIO	3.3												
TOTAL	10												
Energía de empuje del Reservorio			Escala de la Complejidad de los fluidos										
Acuífero activo	1.0		<table border="1"> <tr> <td>20</td> <td>16</td> <td>12</td> <td>8</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>Alta</td> <td>Media-Alta</td> <td>Media</td> <td>Media - Baja</td> <td>Baja</td> </tr> </table>	20	16	12	8	4	Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja
20	16	12	8	4									
Alta	Media-Alta	Media	Media - Baja	Baja									
Capa de gas	4.0												
Compactación de la roca	3.0												
Energía del reservorio	2.0												
PROMEDIO	2.5												
TOTAL	10												
TOTAL (Complejidad Estática)	12	(máx. 25)											
ICEY	2,3	(rango: 1 a 5)											
TOTAL (Complejidad de yacimiento)	118												
ICODY	23,5	(rango: 8 a 40)											

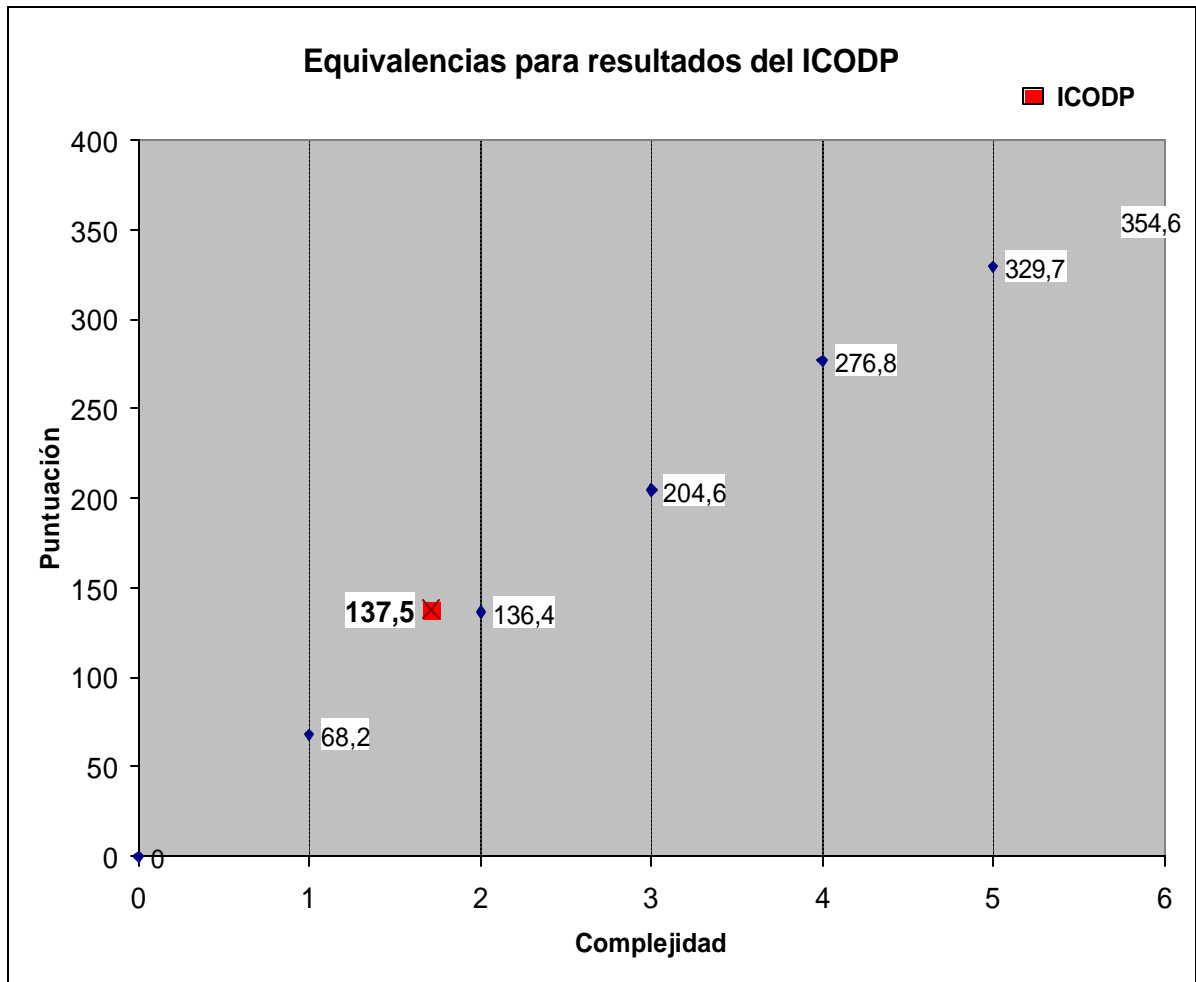
APÉNDICE 4.- Gráfica definición vs complejidad, del yacimiento.



APÉNDICE 5.- Factores que influyen sobre el ICODP



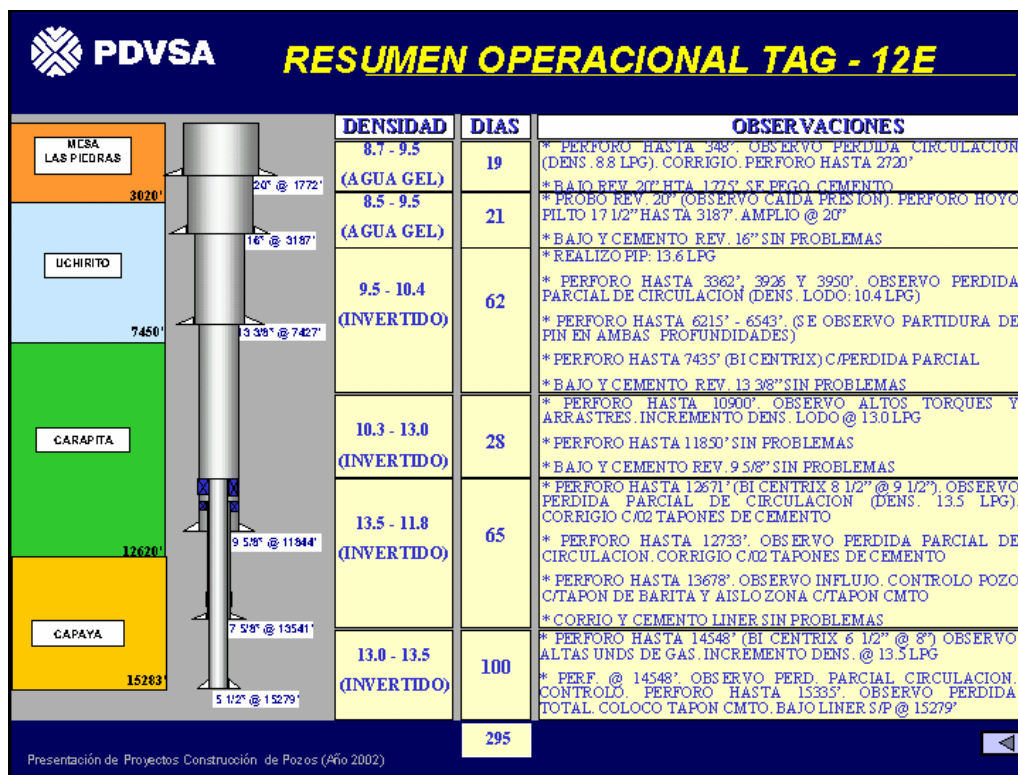
APÉNDICE 6.- Equivalencias para resultado del ICODP.



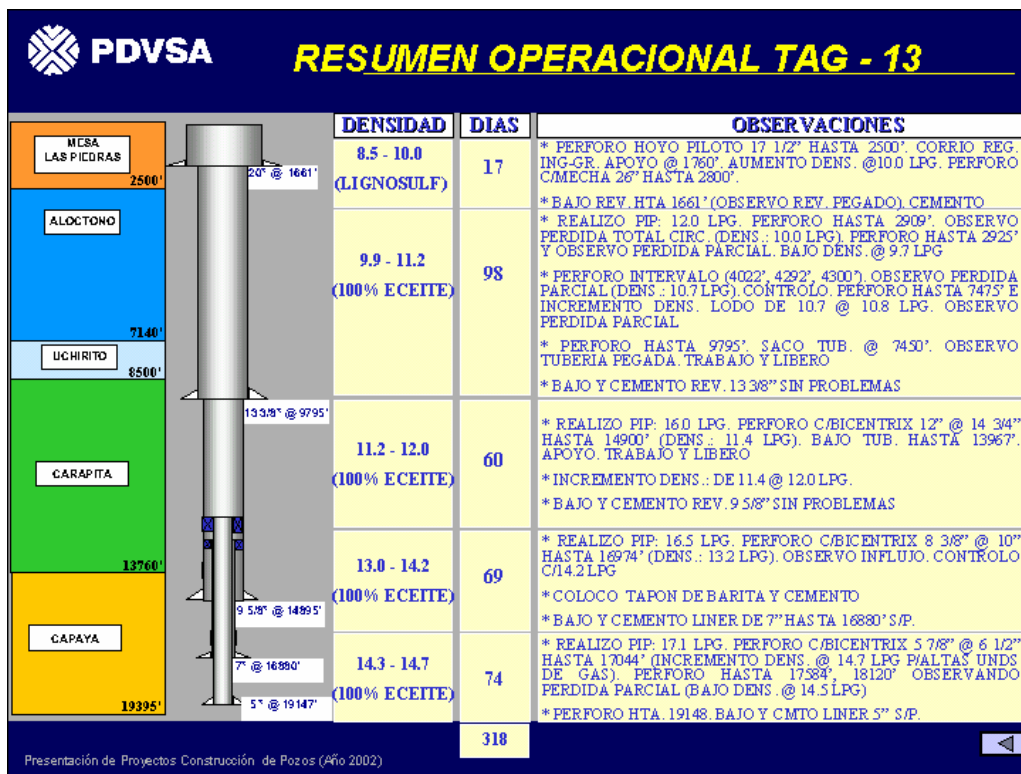
APÉNDICE 7.- Resultados métricas de yacimientos (definición) y pozo.

RESULTADO TOTAL DEFINICIÓN DE YACIMIENTOS		
RESULTADO PARA LA CAPTURA DE DATOS (INPUTS)		
Nivel de definición	DEFINITIVA	1,3
RESULTADO PARA LAS TAREAS		
Nivel de definición	PRELIMINAR	2,2
RESULTADO PARA LAS RESTRICCIONES		
Nivel de definición	PRELIMINAR	1,9
TOTAL (ICADY)	PRELIMINAR	1,8
RESULTADO TOTAL DEFINICIÓN DE PERFORACIÓN		
RESULTADO PARA LAS TAREAS (ICADP)		
Nivel de definición	PRELIMINAR	1,5
COMPLEJIDAD DE POZO		
Resultado ICODP	137,5	que equivale a: 1,7

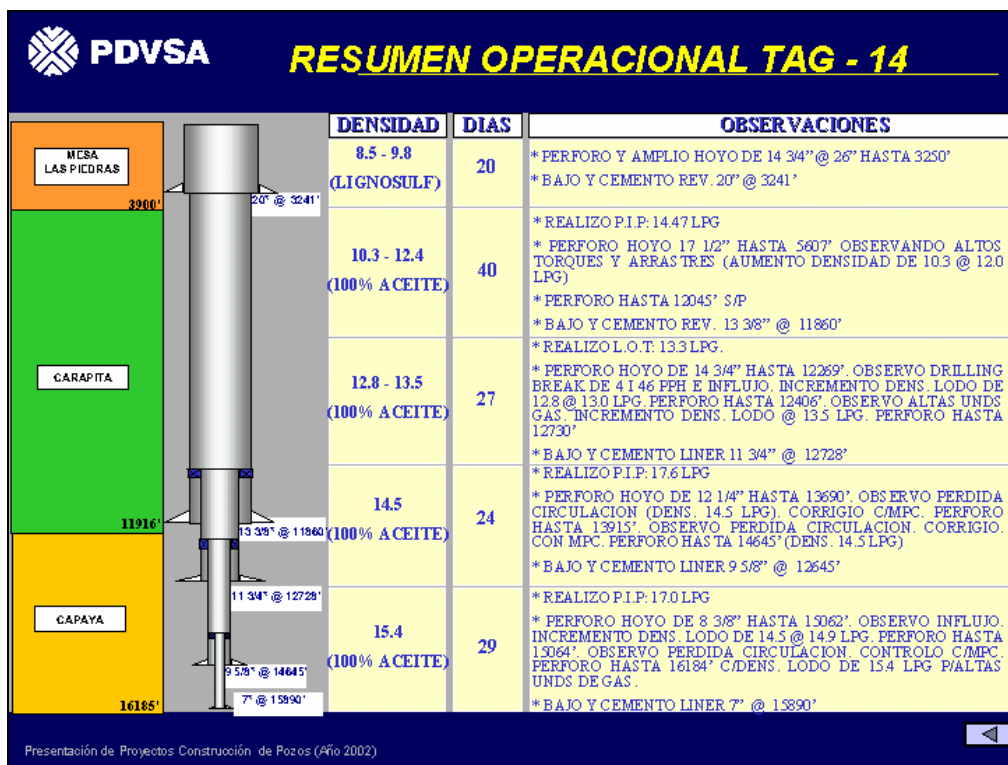
APÉNDICE 8.- Resumen operacional TAG-12E.



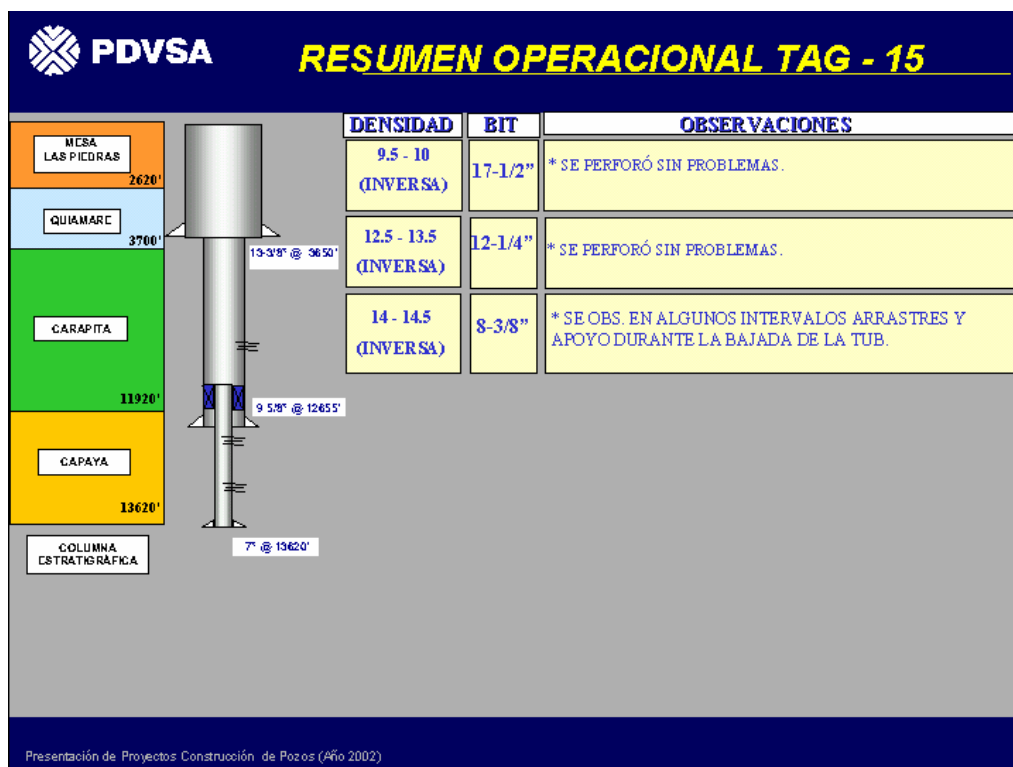
APÉNDICE 9.- Resumen operacional TAG-13.



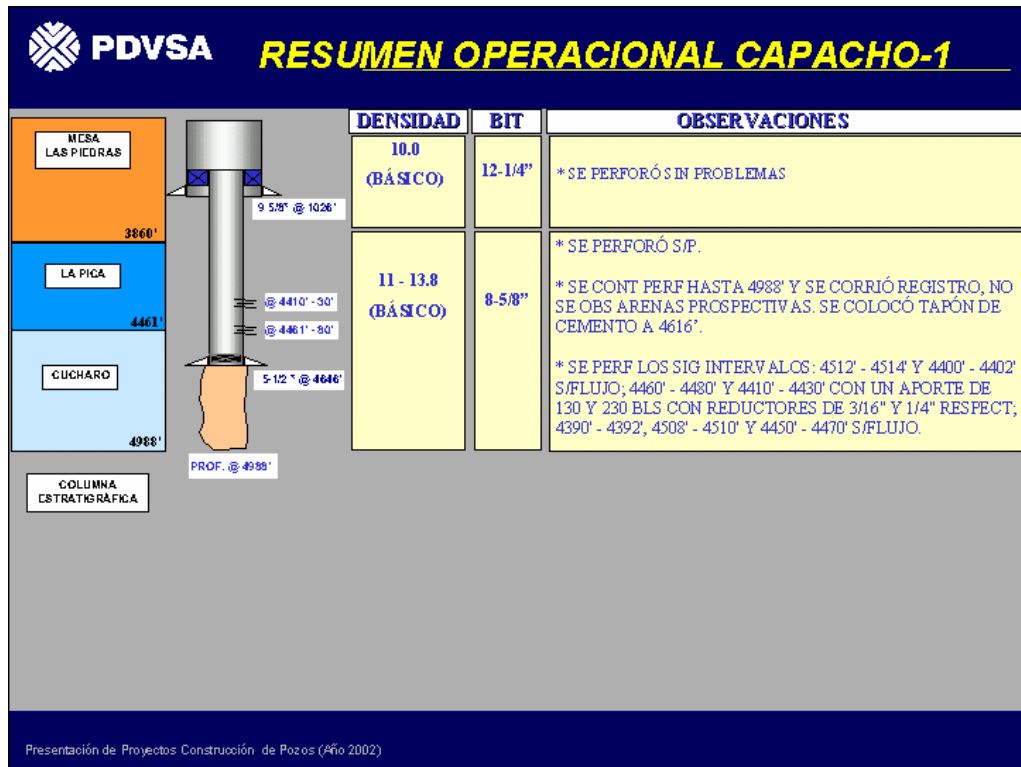
APÉNDICE 10.- Resumen operacional TAG-14.



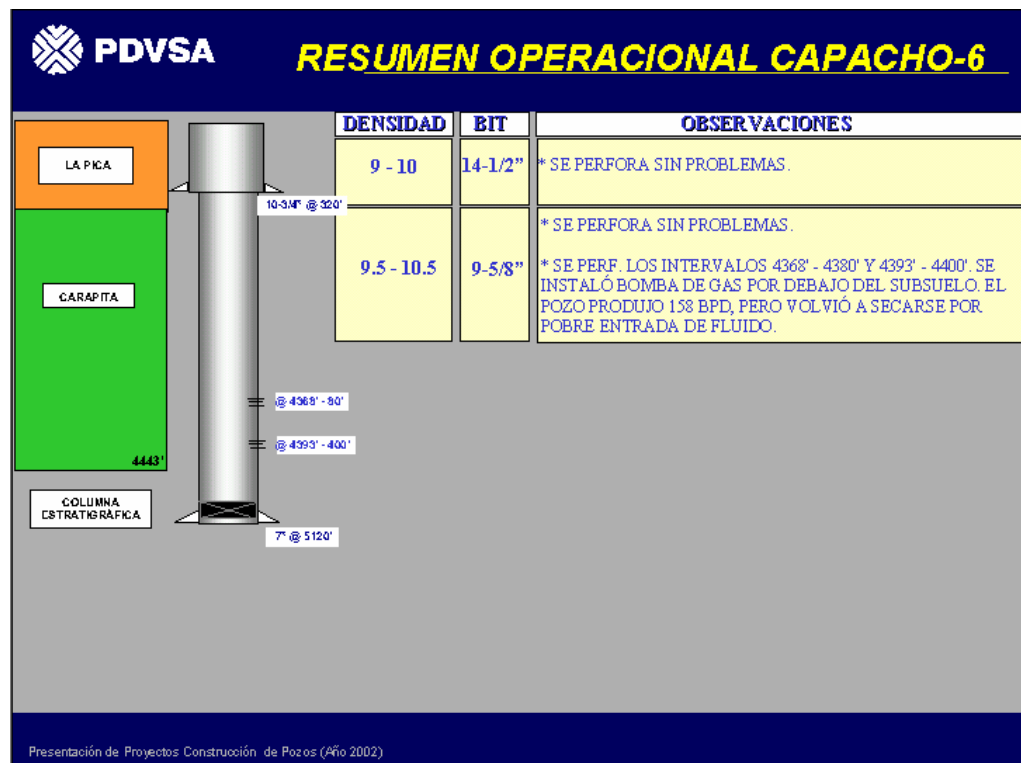
APÉNDICE 11.- Resumen operacional TAG-15.



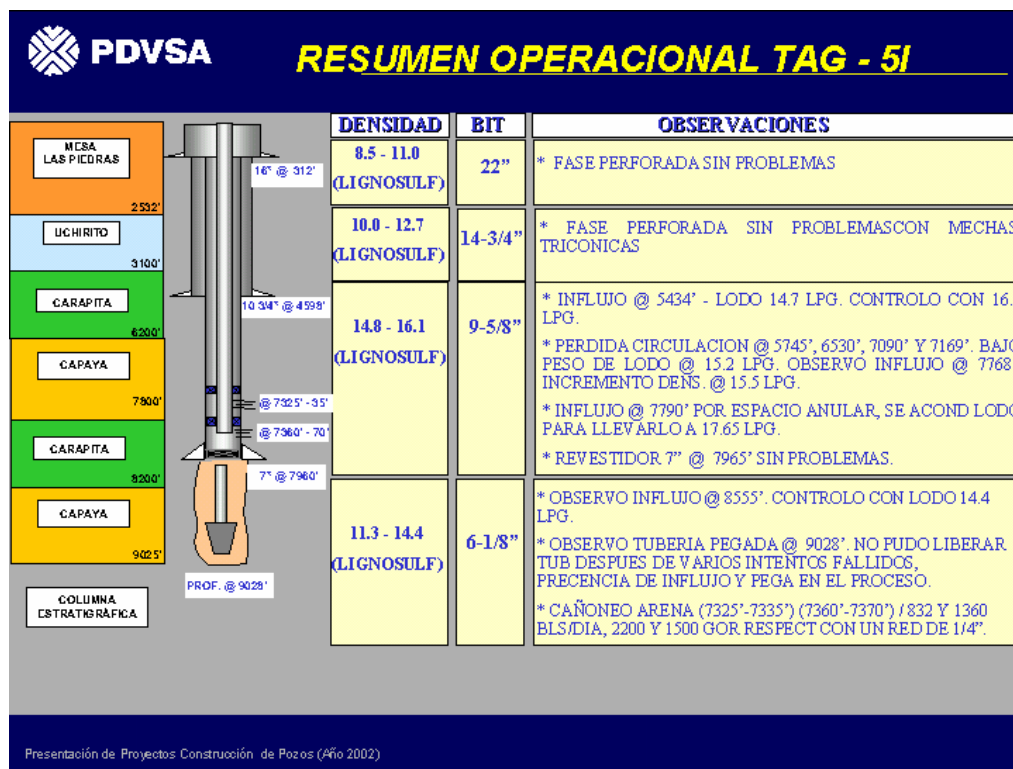
APÉNDICE 12.- Resumen operacional CAPACHO-1.



APÉNDICE 13.- Resumen operacional CAPACHO-6.



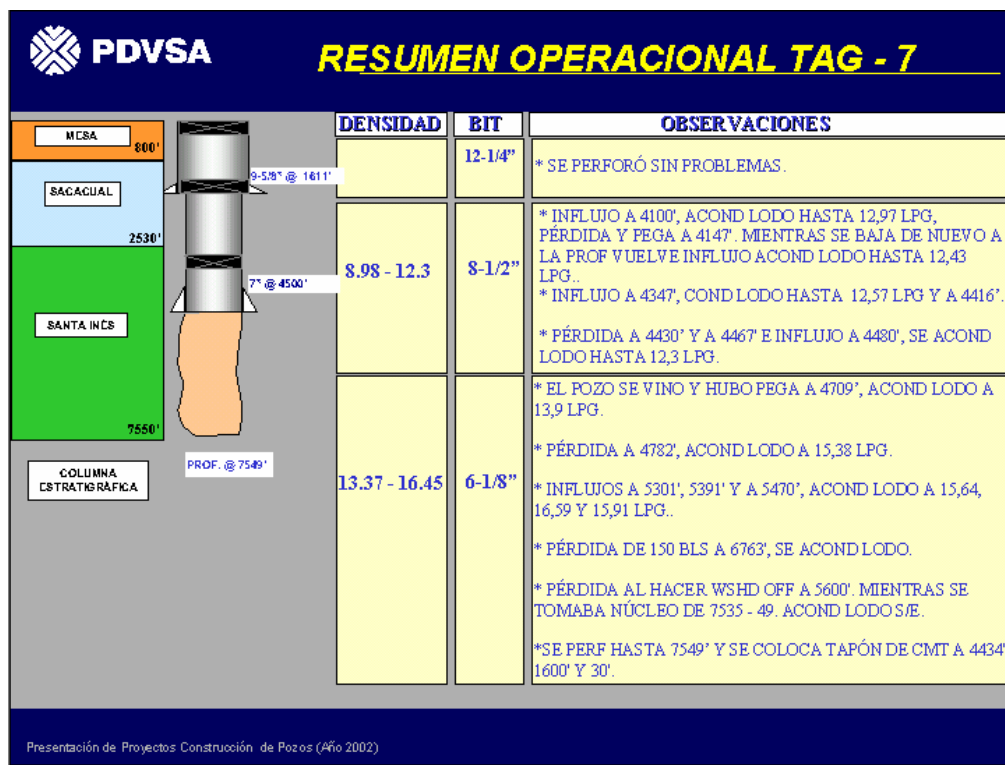
APÉNDICE 14.- Resumen operacional TAG-5I



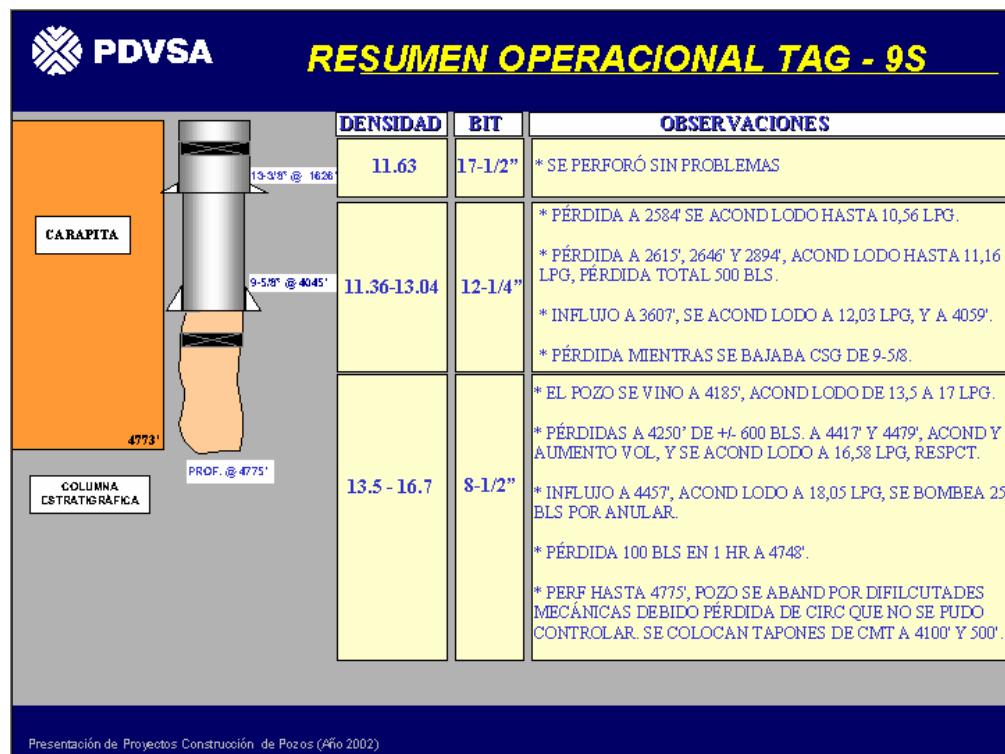
APÉNDICE 15.- Resumen operacional TAG-6.



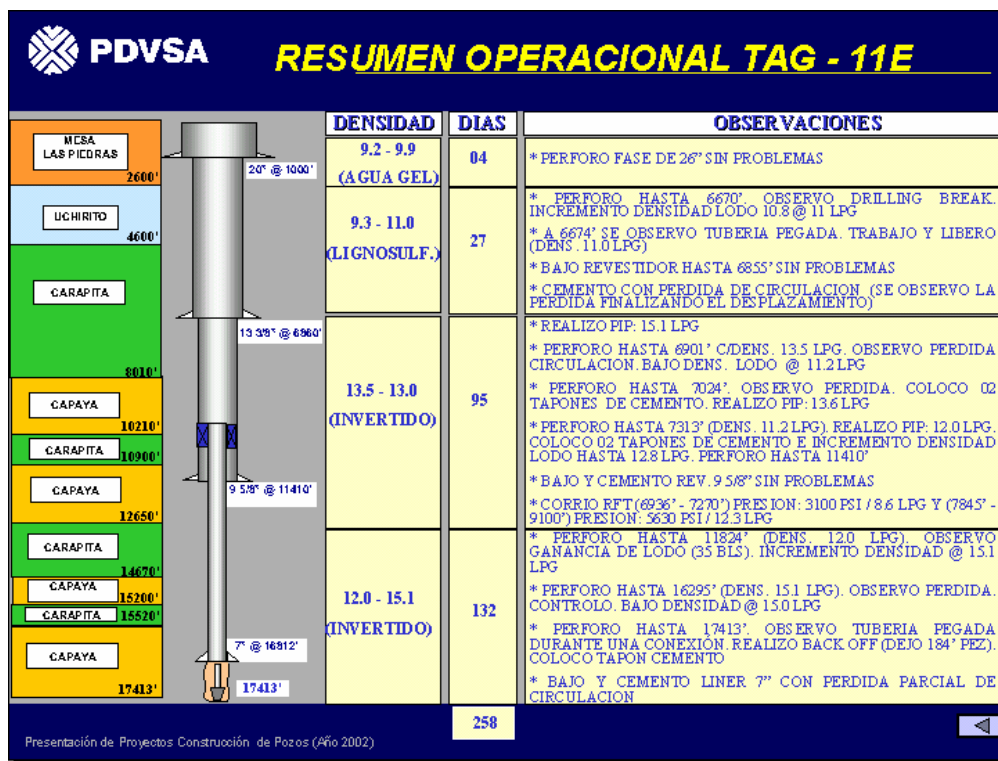
APÉNDICE 16.- Resumen operacional TAG-7.



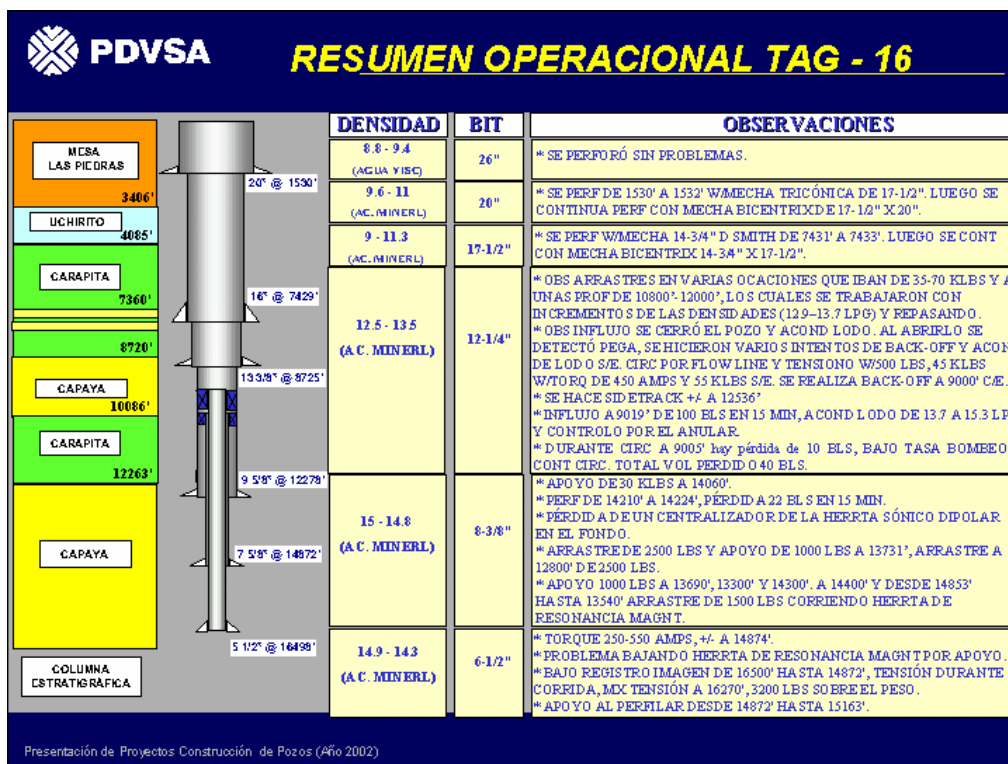
APÉNDICE 17.- Resumen operacional TAG-9S



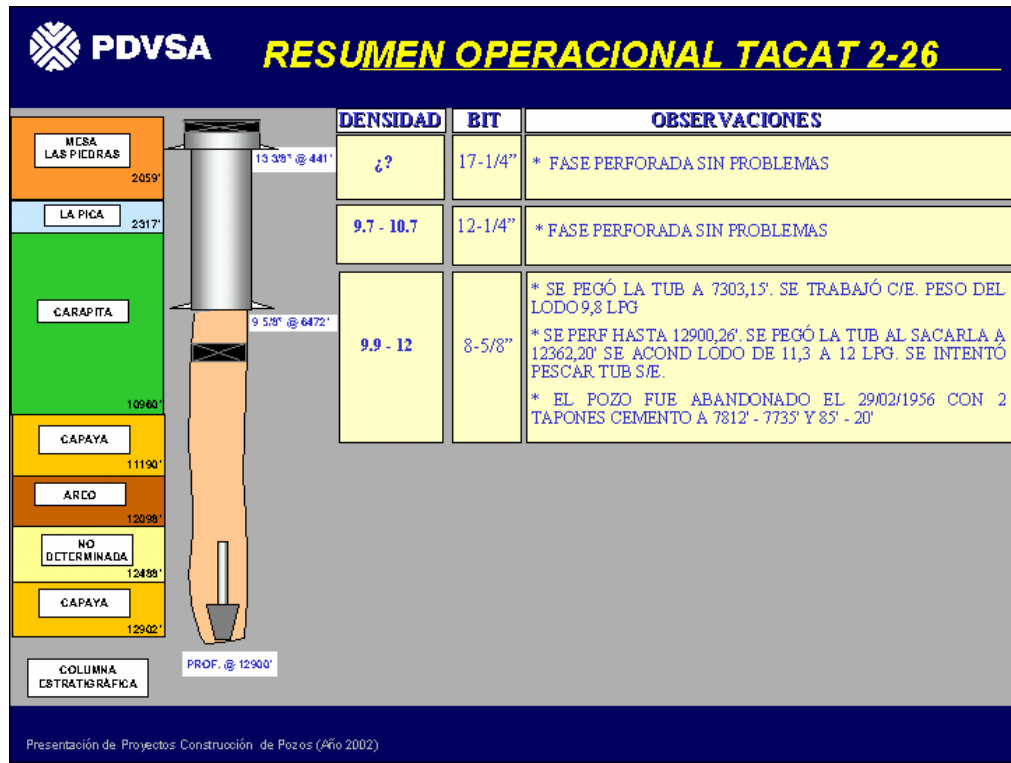
APÉNDICE 18.- Resumen operacional TAG-11E



APÉNDICE 19.- Resumen operacional TAG-16



APÉNDICE 20.- Resumen operacional TACAT 2-26



APÉNDICE 21.- Reporte de producción pozo TAG-5.

REPORTE DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO TÁCATA									
POZO: TAG0005 1-1									
Profundidad de los Topes de las Perforaciones (ft): 0.00									
FECHA	Petroleo Acumulado Mbbls	Petroleo Mensual Mbbls	Tasa de Petroleo bls/d	Agua Acumulada Mbbls	Agua Mensual Mbbls	Tasa de Agua bls/d	Gas Acumulado MMpc	Gas Mensual MMpc	Tasa de Gas Mpc/d
19560131	9.31	9.31	300.2	24.04	24.04	775.5	39.36	39.36	1269.7
19560229	16.78	7.47	257.7	43.34	19.30	665.6	70.96	31.60	1089.8
19560331	25.61	8.83	284.8	66.15	22.81	735.9	108.31	37.35	1204.8
19560430	31.94	6.33	210.9	82.50	16.34	544.7	135.07	26.76	891.9
19560531	37.81	5.88	189.6	97.68	15.18	489.8	159.93	24.86	802.0
19560630	46.47	8.66	288.7	120.05	22.37	745.6	196.56	36.62	1220.8
19560731	54.56	8.09	260.9	140.94	20.89	674.0	230.76	34.21	1103.5
19560831	61.90	7.34	236.7	159.90	18.96	611.5	261.80	31.04	1001.2
19560930	68.76	6.86	228.6	177.61	17.72	590.6	290.81	29.01	967.0
19561031	76.94	8.18	263.9	198.75	21.13	681.6	325.41	34.60	1116.1
19561130	82.77	5.83	194.2	213.80	15.05	501.8	350.06	24.65	821.6
19561231	88.87	6.11	197.0	229.58	15.78	509.0	375.89	25.84	833.4
19570131	95.17	6.29	203.0	245.83	16.25	524.4	402.51	26.62	858.6
19570228	99.19	4.02	143.5	256.21	10.38	370.7	419.51	17.00	607.0
19570331	105.25	6.07	195.6	294.51	38.30	1235.5	472.95	53.45	1724.1
19570430	112.11	6.86	228.8	337.85	43.34	1444.5	533.43	60.47	2015.8
19570531	118.07	5.96	192.1	375.45	37.60	1213.0	585.90	52.47	1692.7
19570630	124.11	6.05	201.5	413.63	38.18	1272.5	639.17	53.27	1775.8
19570731	129.63	5.51	177.8	448.43	34.81	1122.8	687.74	48.57	1566.8
19570831	135.01	5.39	173.7	482.44	34.01	1097.0	735.20	47.45	1530.8
19570930	142.14	7.13	237.6	527.45	45.01	1500.2	798.00	62.80	2093.5
19571031	147.09	4.95	159.6	558.69	31.25	1008.0	841.61	43.60	1406.6
19571130	152.63	5.54	184.8	593.69	35.00	1166.7	890.45	48.84	1628.1
19571231	158.21	5.58	180.0	628.94	35.24	1136.8	939.63	49.18	1586.5
19580131	164.81	6.59	212.6	670.56	41.62	1342.6	997.71	58.08	1873.5
19580228	169.29	4.48	160.1	698.86	28.31	1011.0	1037.21	39.50	1410.8
19580331	175.08	5.79	186.9	735.45	36.58	1180.1	1088.26	51.05	1646.8
19580430	178.94	3.86	128.8	759.84	24.39	813.1	1122.30	34.04	1134.7
19580531	184.16	5.21	168.1	792.74	32.90	1061.2	1168.21	45.91	1480.9
19580630	190.50	6.34	211.4	832.77	40.04	1334.6	1224.08	55.87	1862.4


APÉNDICE 22.- Reporte de producción pozo TAG-12, en la completación 1-1.

REPORTE DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO TÁCATA									
POZO: TAG0012 1-1									
Profundidad de los Topes de las Perforaciones (ft):14362.00									
FECHA	Petroleo Acumulado Mbbls	Petroleo Mensual Mbbls	Tasa de Petroleo bls/d	Agua Acumulada Mbbls	Agua Mensual Mbbls	Tasa de Agua bls/d	Gas Acumulado MMpc	Gas Mensual MMpc	Tasa de Gas Mpc/d
19980831	0.77	0.77	24.9	0.00	0.00	0.0	1.35	1.35	43.5
19990430	82.58	81.81	2726.9	0.00	0.00	0.0	99.50	98.16	3271.9
19990531	149.21	66.63	2149.4	0.00	0.00	0.0	342.73	243.23	7846.0
19990630	238.19	88.97	2965.8	0.00	0.00	0.0	457.16	114.43	3814.5

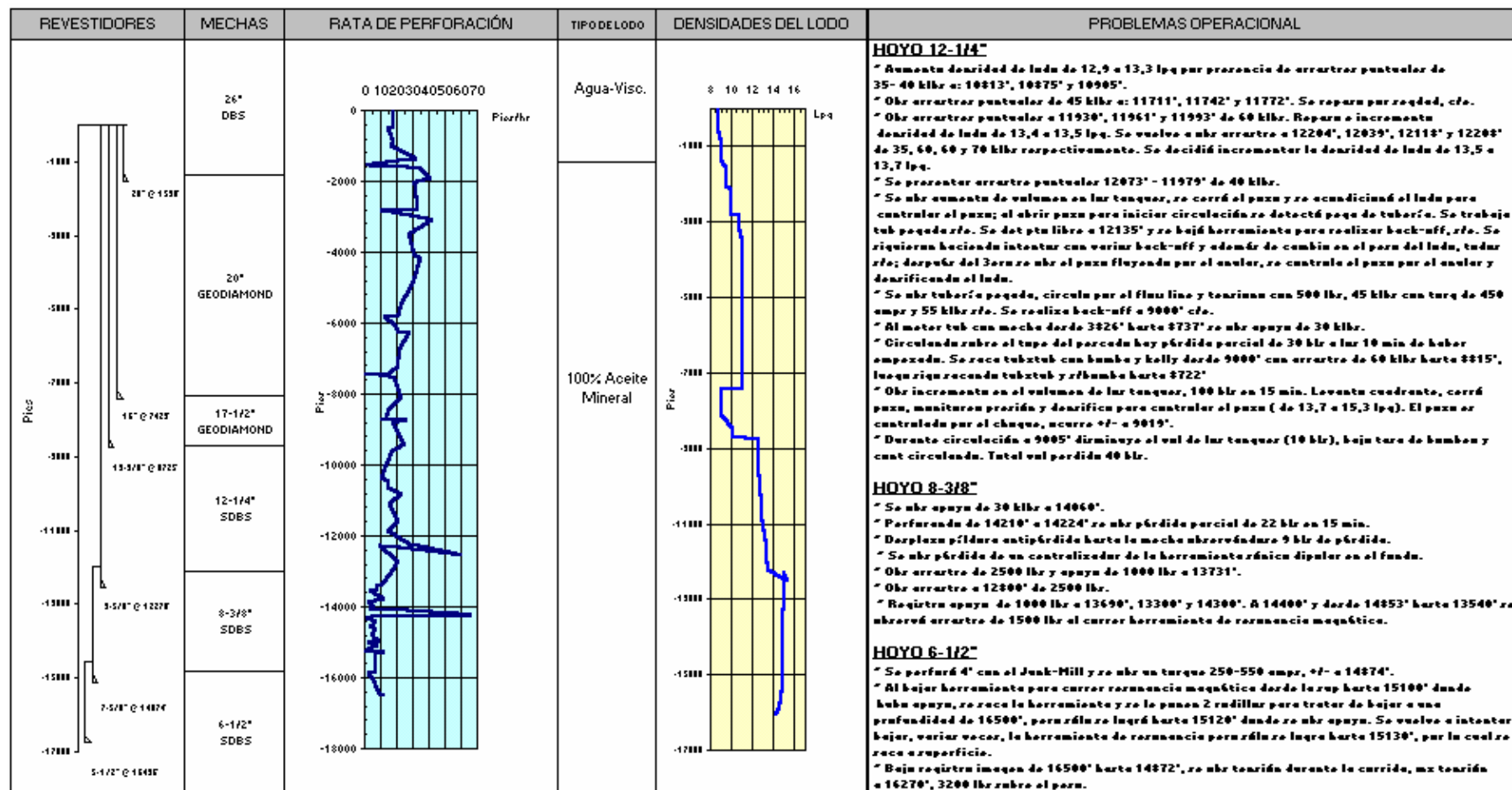
APÉNDICE 23.- Reporte de producción pozo TAG-12, en la completación 1-2.

REPORTE DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO TÁCATA									
POZO: TAG0012 1-2									
Profundidad de los Topes de las Perforaciones (ft):13669.00									
FECHA	Petroleo Acumulado Mbbls	Petroleo Mensual Mbbls	Tasa de Petroleo bls/d	Agua Acumulada Mbbls	Agua Mensual Mbbls	Tasa de Agua bls/d	Gas Acumulado MMpc	Gas Mensual MMpc	Tasa de Gas Mpc/d
19980831	0.34	0.34	11.0	0.00	0.00	0.0	0.46	0.46	14.9


APÉNDICE 24.- Intervalos evaluados TAG-16.

		Construcción del Pozo TAG-16					
Intervalos Evaluados							
•INTERVALOS EVALUADOS							
•Intervalo (CAPAYA)	•Red.	•P.C (psi)	•BPPD	•MMPCGD	•RGP	•API	
•15798'-816' (D 1) •15830'-850' (D 2)	•1.4"	•1057	•685	•0.635	•927	•44.1	
	•3.6"	•642	•760	•0.771	•1014	•43.8	
	•1.2"	•412	•844	•0.854	•1025	•42.1	
	•3.4"	•199	•937	•0.93	•994	•41.9	
•15385'-412' (C)	•Sin manifestación en superficie						
•15162'-184' (K2)	•Sin manifestación en superficie						
•14403'-420' (K2)	•1.4"	•5442	•1988	•2.41	•1212	•40.7	
	•3.6"	•4407	•3483	•4.42	•1275	•40.7	
	•1.2"	•3248	•4668	•5.65	•1211	•40.2	
	•3.4"	•1741	•5985	•7.595	•1268	•38.05	
•14183'-230' (K1)	•1.4"	•5958	•1929	•2.8	•1462	•40.76	
	•3.6"	•5298	•3810	•5.28	•1387	•40.76	
	•1.2"	•4411	•5956	•7.84	•1350	•39.98	
	•3.4"	•2756	•8588	•11.23	•1307	•38.28	
•13472'-490' (F) •13504'-520' (F)	•1.4"	•8200	•0	•5.67	•0	•0	
	•3.6"	•7509	•0	•22.56	•0	•0	
	•1.2"	•6670	•0	•34.97	•0	•0	

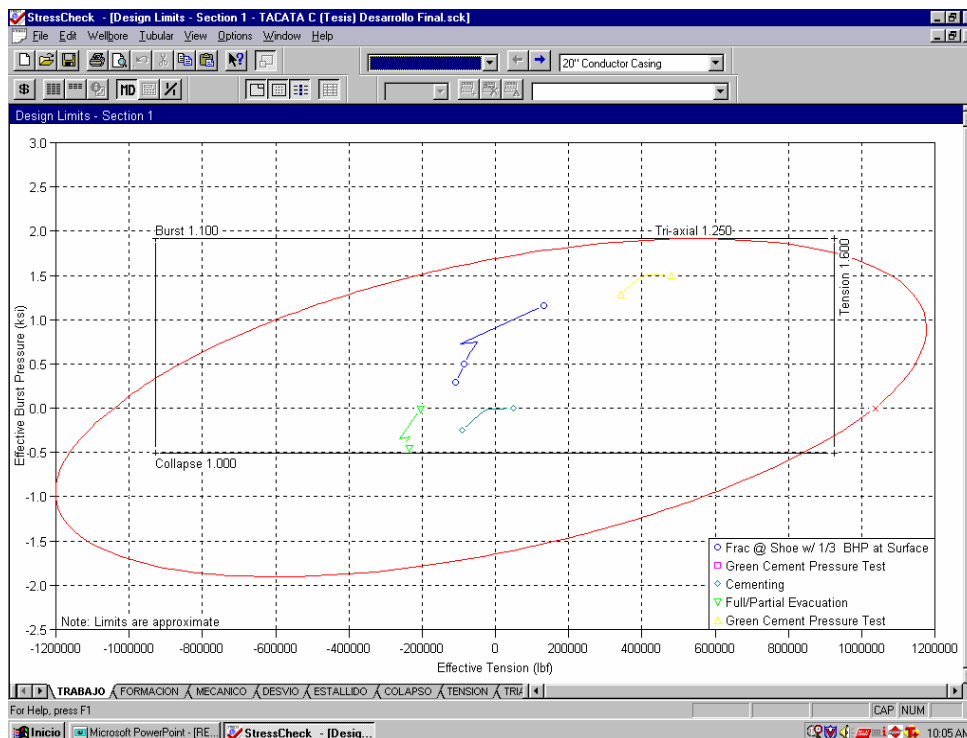
APÉNDICE 25.- Resumen operacional TAG-16 ("stick chart").



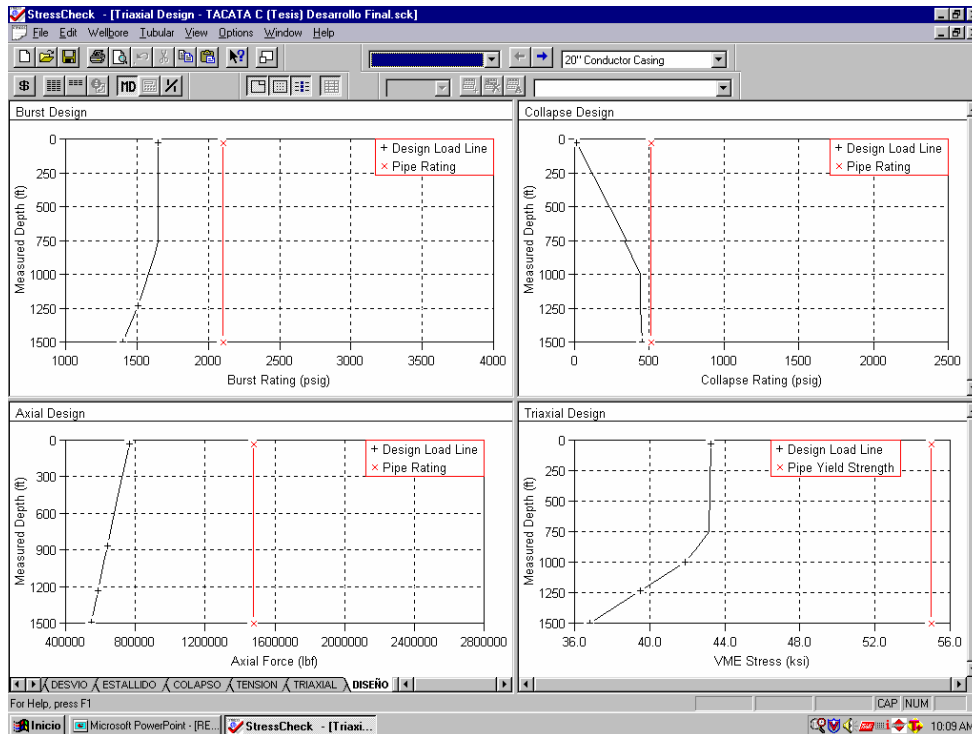
APÉNDICE 26.- Comparación técnica Barita-Orimatita®. (10)

 ASPECTOS TÉCNICOS	
ESPECIFICACIONES	
BARITA	ORIMATITA
➤ Sulfato de Bario	➤ Oxido Férrico
➤ Grav. Esp. 4,2	➤ Grav. Esp. 5,0-5,2
➤ Dureza MOHS 2,5-3,5	➤ Dureza MOHS 5,0-6,0
➤ No hay minas propias con valor comercial.	➤ Grandes reservas en el Edo. Bolívar, 260 MMTm.
➤ Contenido de metales pesados y contaminantes.	➤ No es contaminante al ambiente.
➤ Insoluble en ácido. Daños irreversibles a la formación	➤ Soluble en ácido 95 %. Removible en caso de daño.
➤ Alta demanda mundial, agotamiento de los yacimientos y disminución de la calidad (Grav. Esp < 4,2)	➤ Sustitución del 100% del consumo de Barita

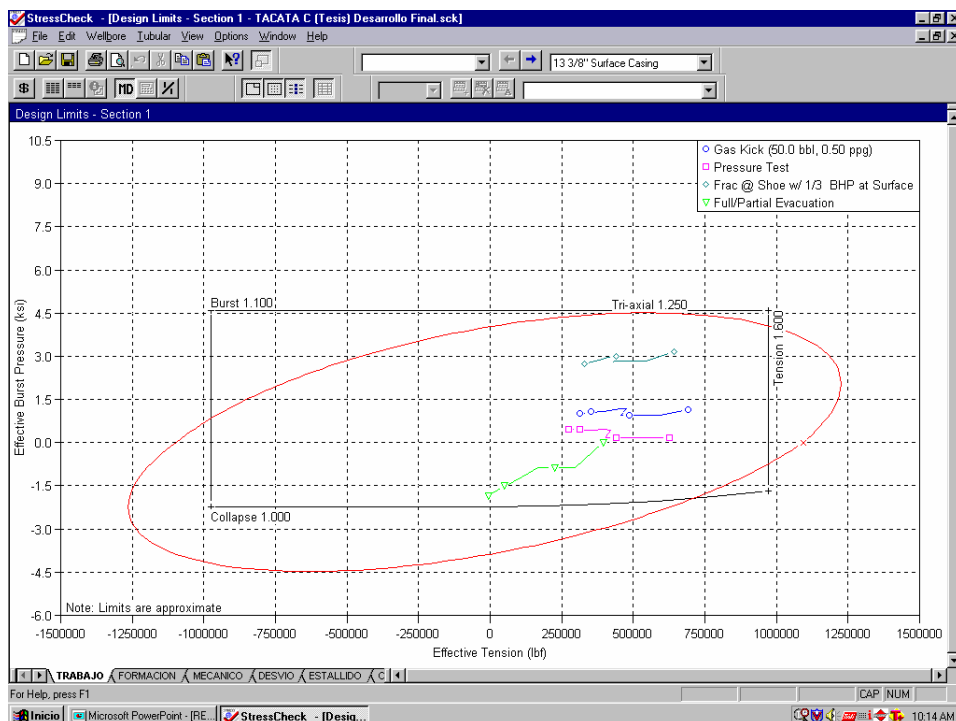
APÉNDICE 27.- Elipse de las fuerzas Triaxiales para el revestidor de 20" Caso Base.



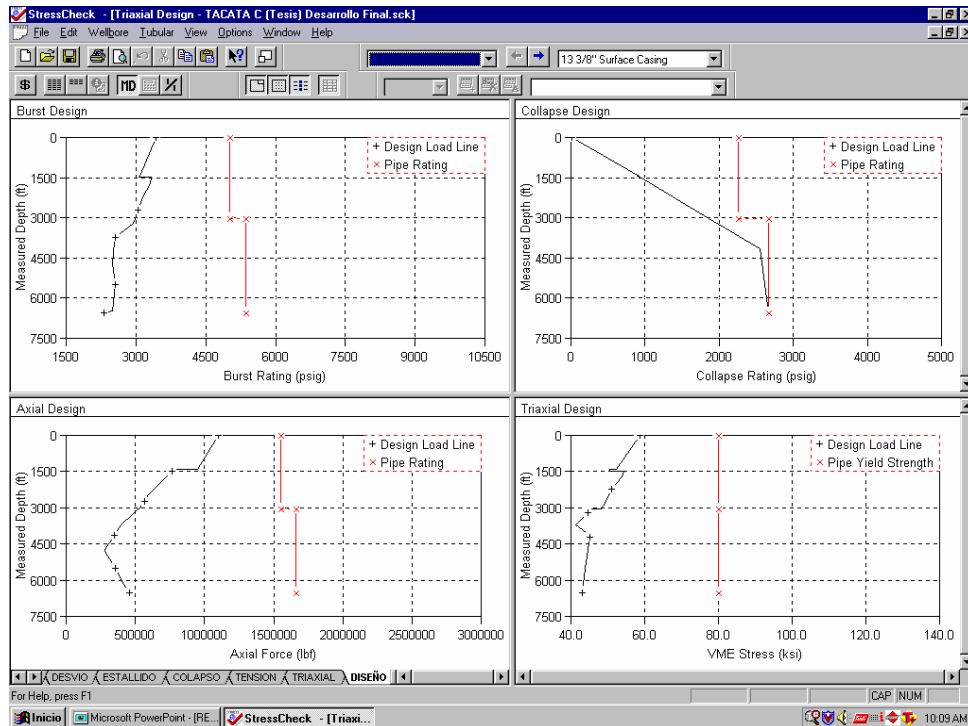
APÉNDICE 28.- Gráfica de diseño según diferentes tipos de cargas para el revestidor de 20" Caso Base.



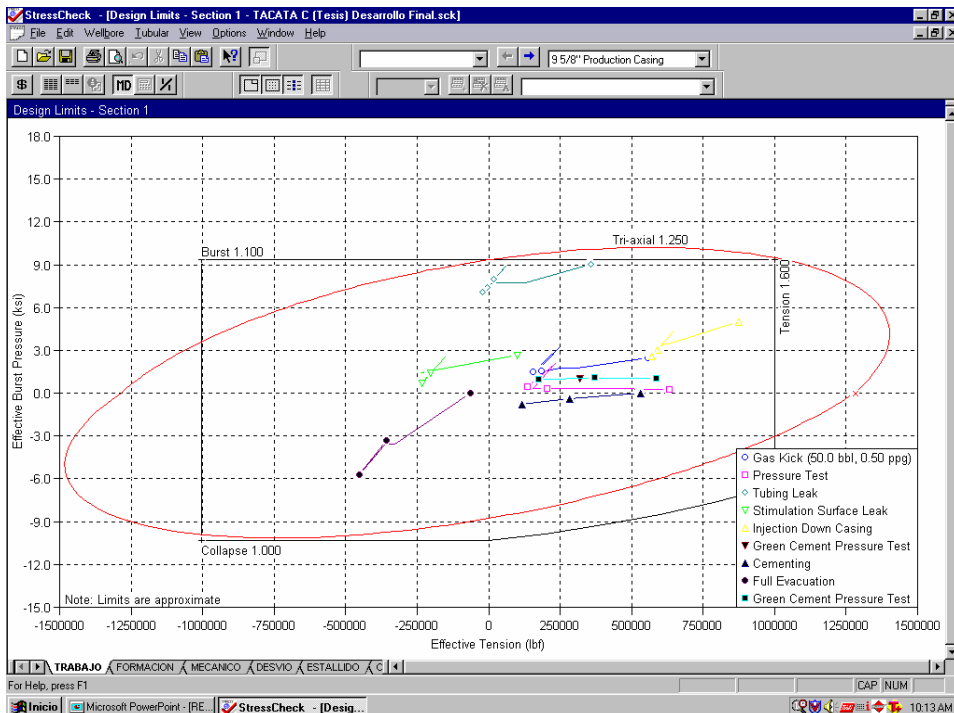
APÉNDICE 29.- Elipse de las fuerzas Triaxiales para el revestidor de 13 3/8" Caso Base.



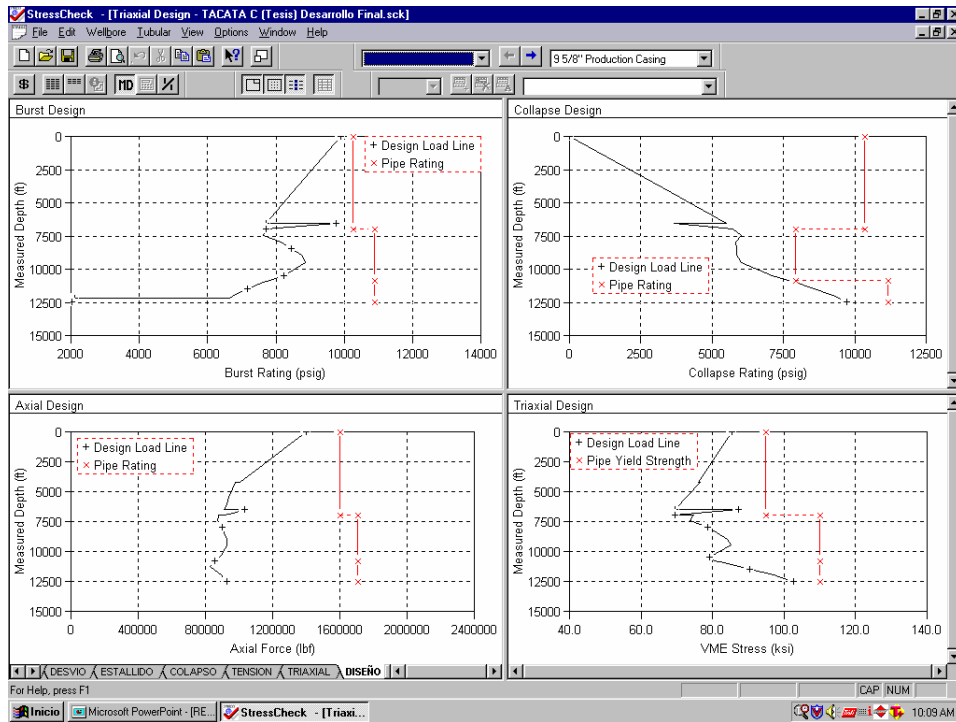
APÉNDICE 30.- Gráfica de diseño según diferentes tipos de cargas para el revestidor de 13 3/8" Caso Base.



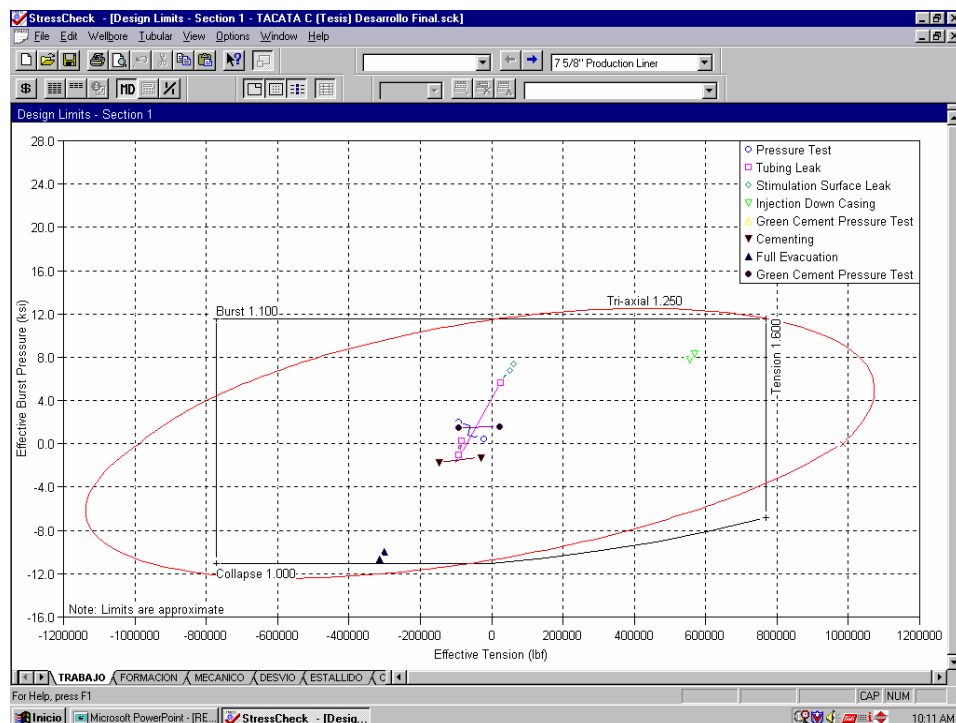
APÉNDICE 31.- Elipse de las fuerzas Triaxiales para el revestidor de 9 5/8" Caso Base.



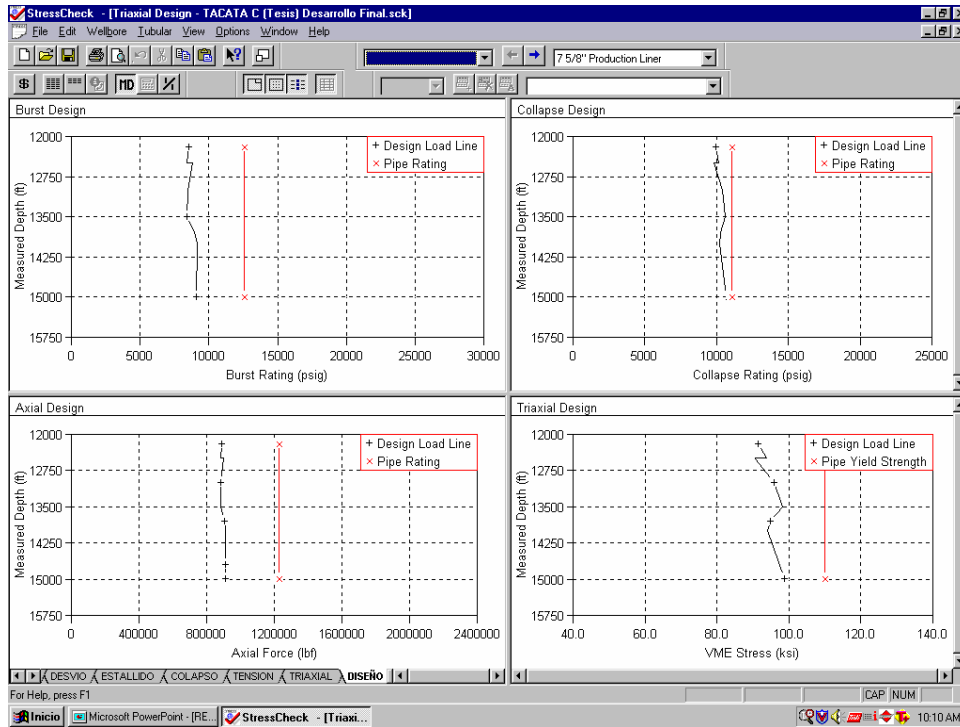
APÉNDICE 32.- Gráfica de diseño según diferentes tipos de cargas para el revestidor de 9 5/8" Caso Base.



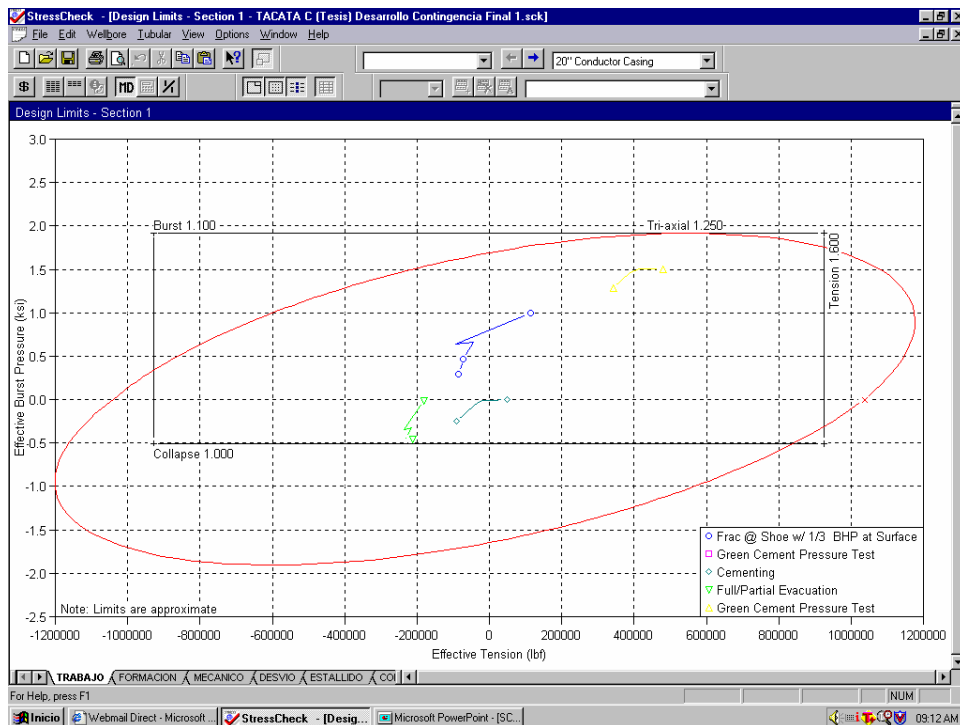
APÉNDICE 33.- Elipse de las fuerzas Triaxiales para el revestidor de 7 5/8" Caso Base.



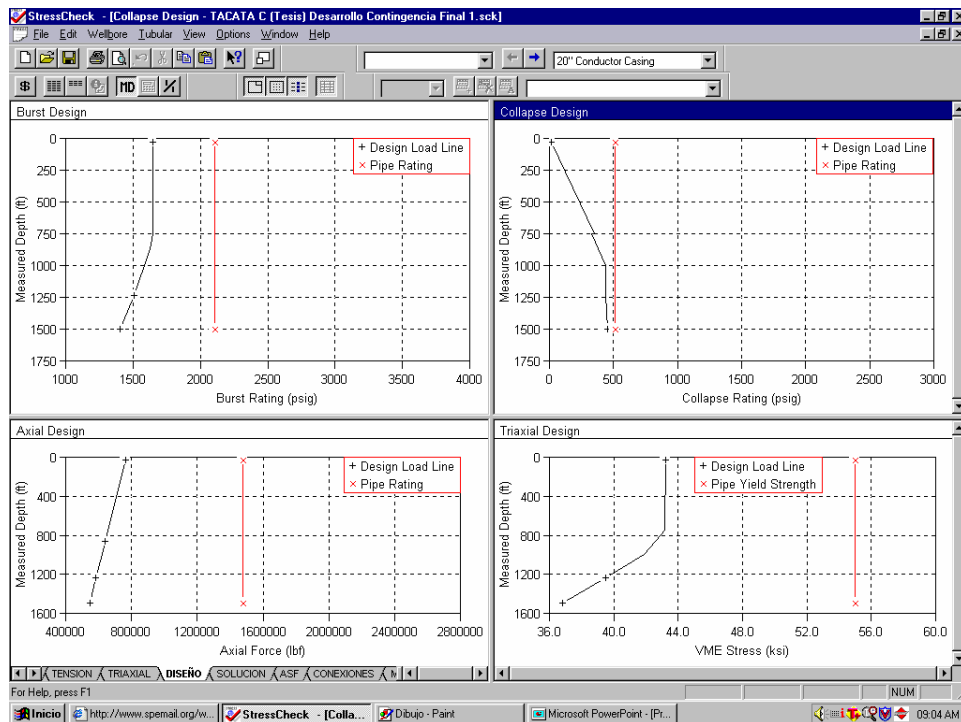
APÉNDICE 34.- Gráfica de diseño según diferentes tipos de cargas para el revestidor de 7 5/8" Caso Base.



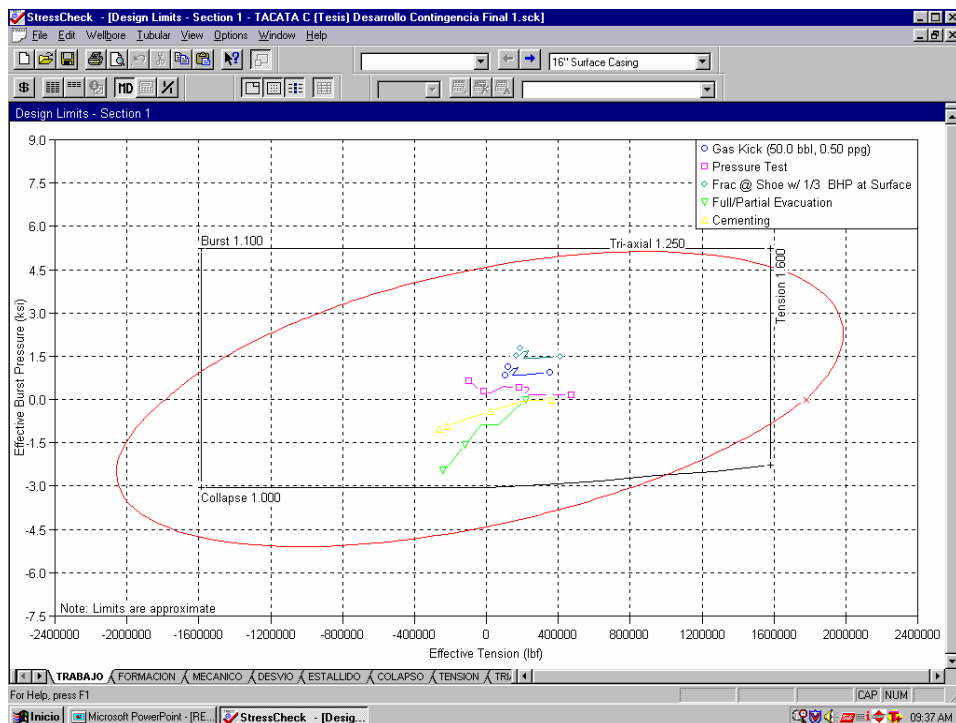
APÉNDICE 35.- Elipse de las fuerzas Triaxiales para el revestidor de 20" Caso Contingencia.



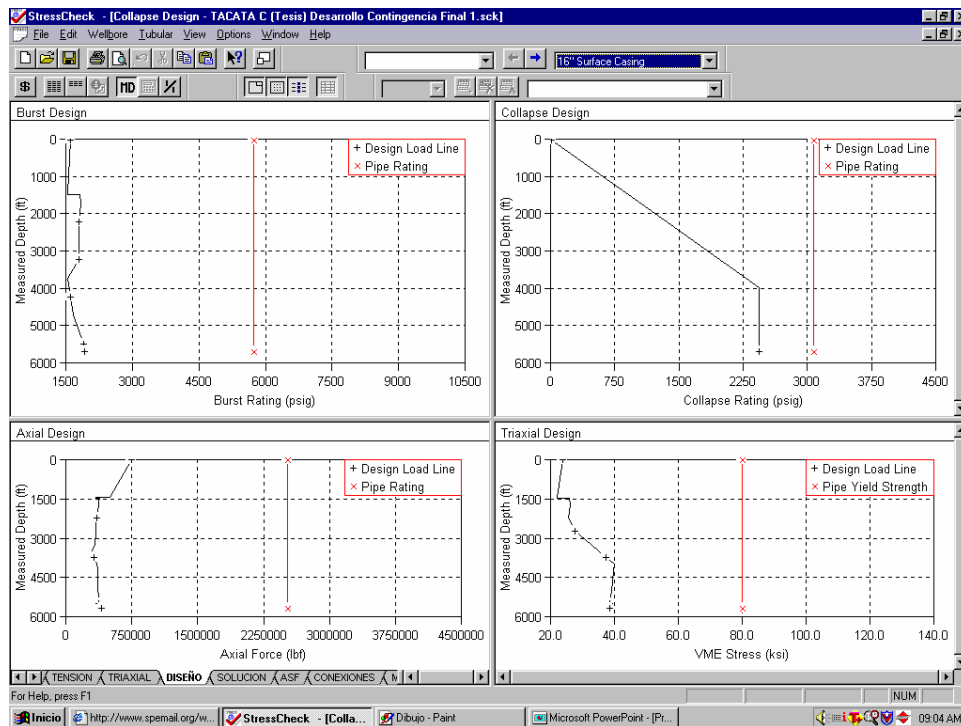
APÉNDICE 36.- Gráfica de diseño según diferentes tipos de cargas para el revestidor de 20" Caso Contingencia.



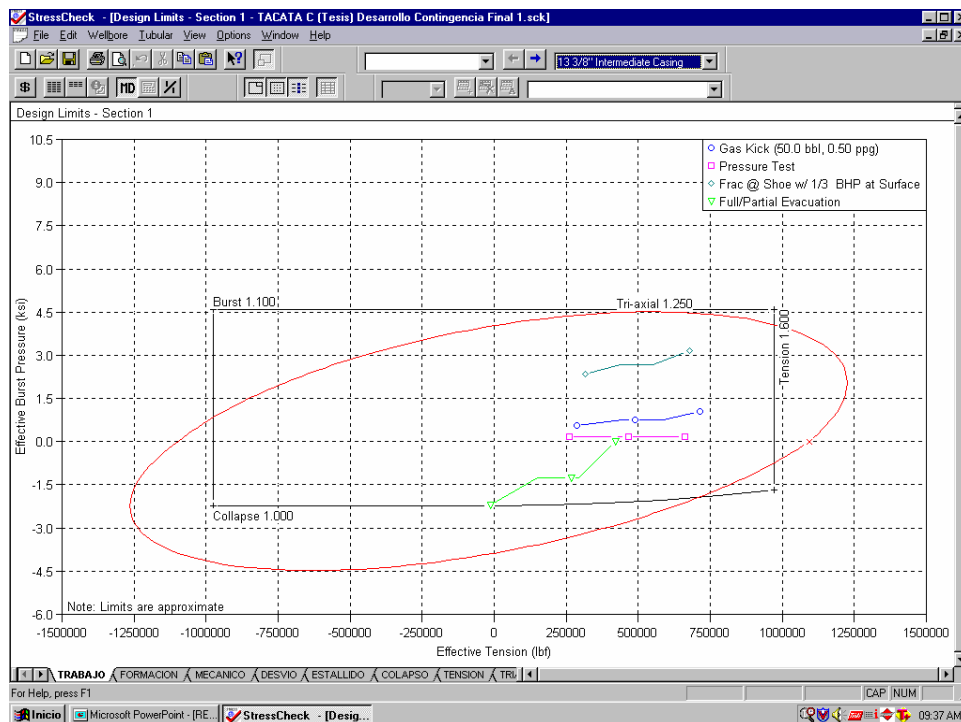
APÉNDICE 37.- Elipse de las fuerzas Triaxiales para el revestidor de 16" Caso Contingencia.



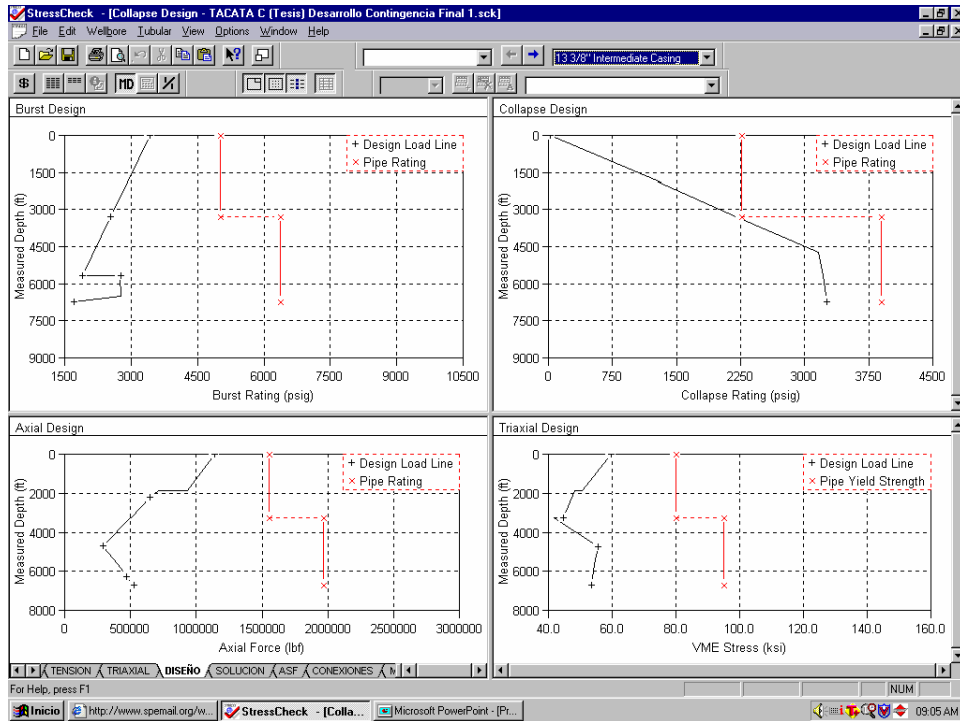
APÉNDICE 38.- Gráfica de diseño según diferentes tipos de cargas para el revestidor de 16" Caso Contingencia.



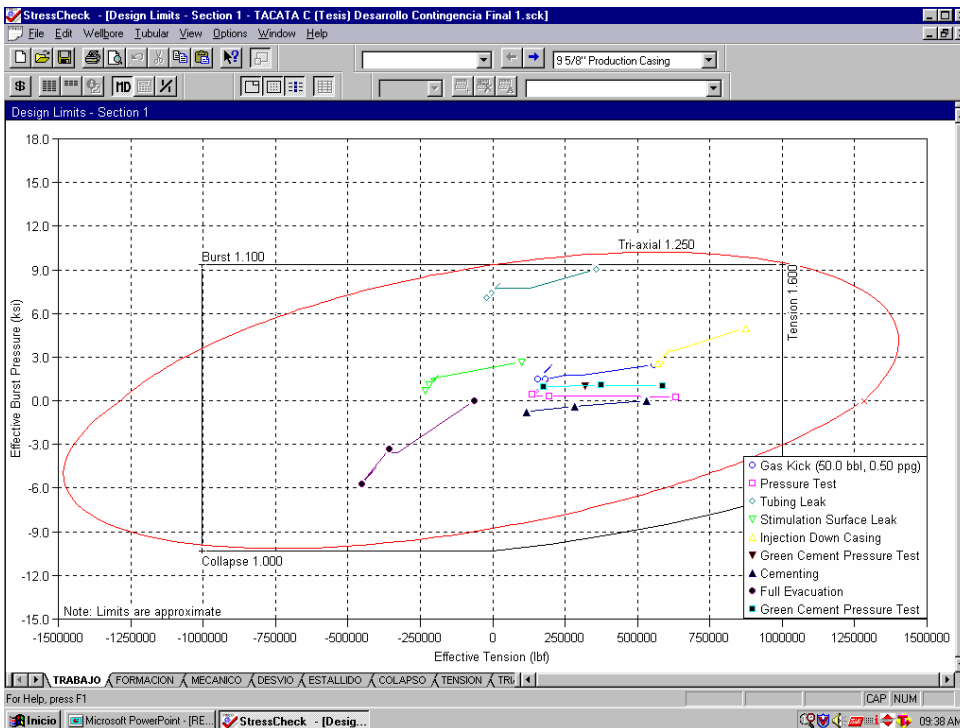
APÉNDICE 39.- Elipse de las fuerzas Triaxiales para el revestidor de 13 3/8" Caso Contingencia.



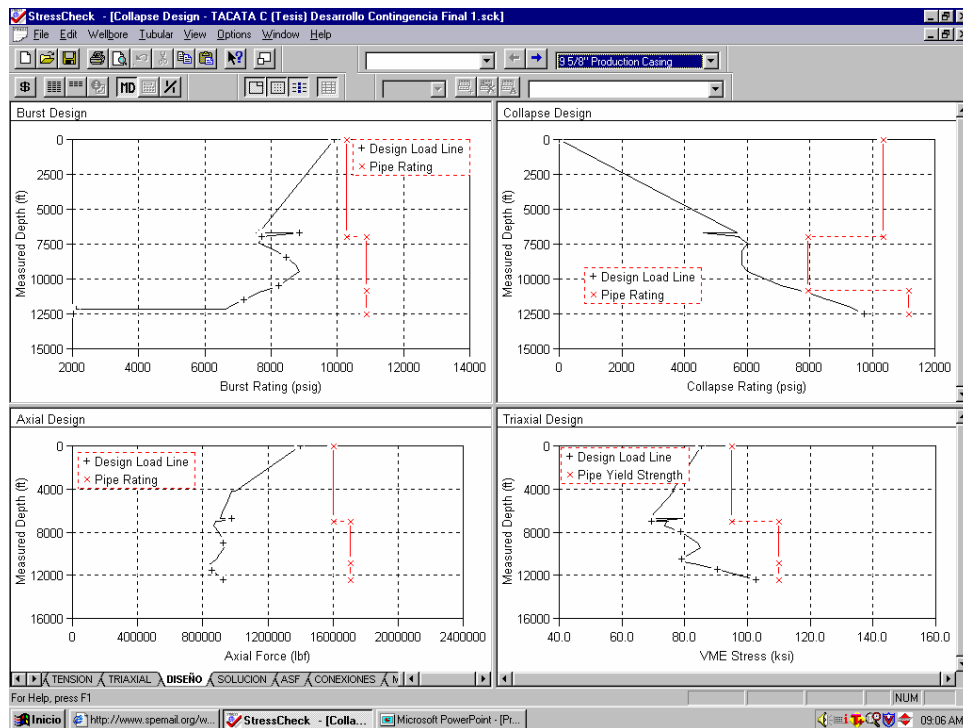
APÉNDICE 40.- Gráfica de diseño según diferentes tipos de cargas para el revestidor de 13 3/8" Caso Contingencia.



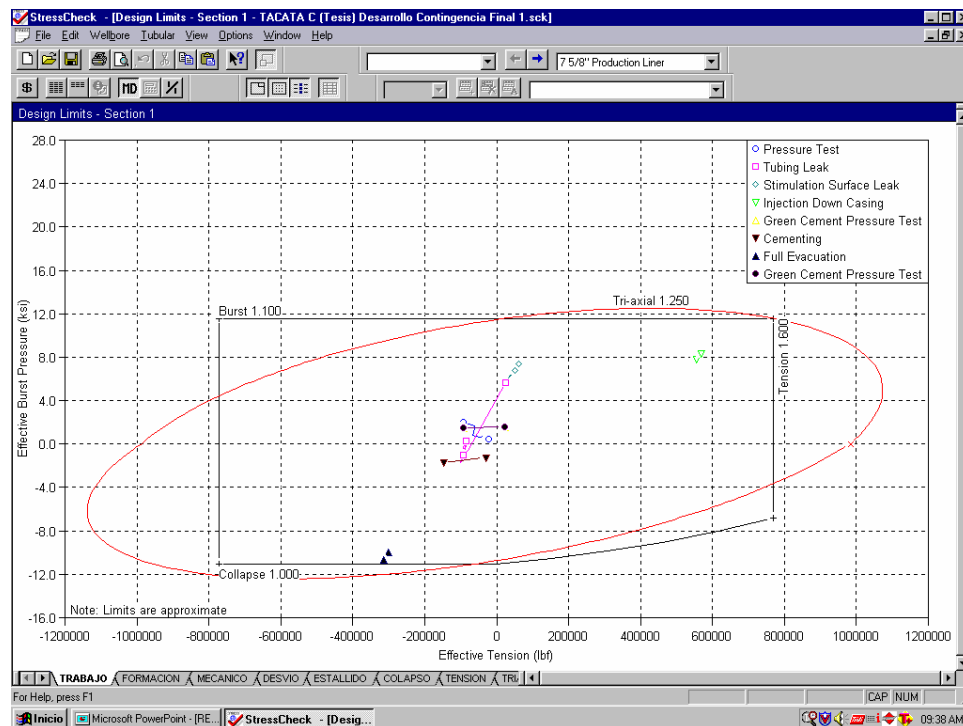
APÉNDICE 41.- Elipse de las fuerzas Triaxiales para el revestidor de 9 5/8" Caso Contingencia.



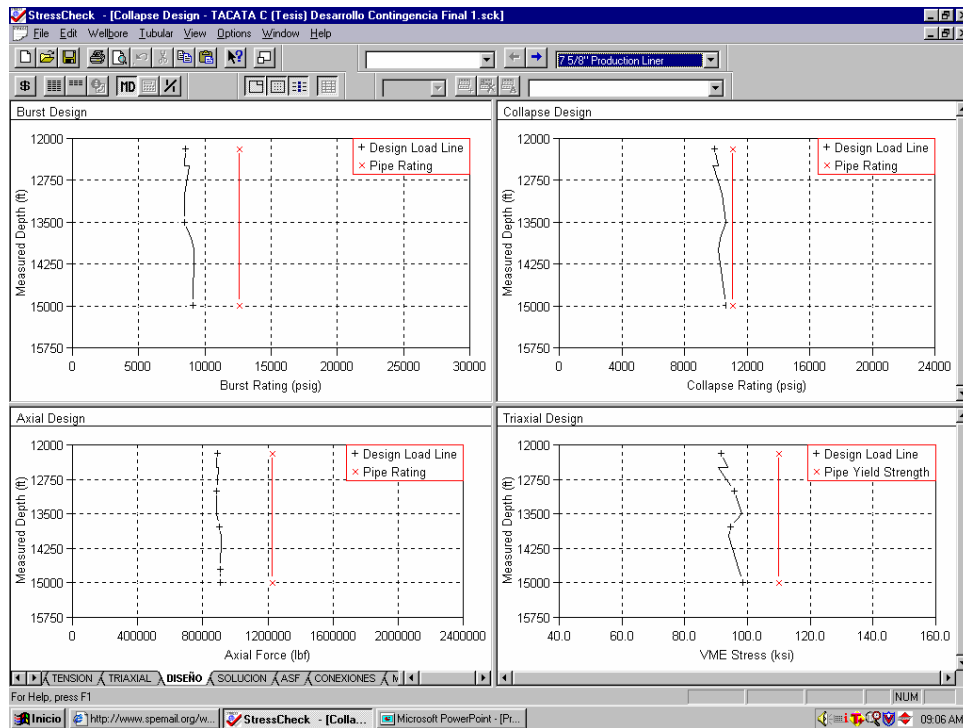
APÉNDICE 42.- Gráfica de diseño según diferentes tipos de cargas para el revestidor de 9 5/8" Caso Contingencia.



APÉNDICE 43.- Elipse de las fuerzas Triaxiales para el revestidor de 7 5/8" Caso Contingencia.



APÉNDICE 44.- Gráfica de diseño según diferentes tipos de cargas para el revestidor de 7 5/8" Caso Contingencia.



APÉNDICE 45.- Tabla de costos estimado de perforación Caso Base.

Bs/\$ 1200	DESCRIPCION DE ACTIVIDADES	COSTO TOTAL		
		(MBs)	(\$)	MBs. Equiv.
71103001	LABOR DIRECTA			
71203001	LABOR INDIRECTA			
73111002	ASISTENCIA TECNICA			
73102001	SERVICIOS CONTRATADOS/TRAB ESPECIALIZADOS POZOS	888.563,47	2.046.274,20	3.344.092,51
	1. CEMENTACION	127.200,00	539.000,00	774.000,00
	2. CAÑONEO			
	3. REGISTROS ELECTRICOS	133.756,50	339.197,45	540.793,44
	4. ACIDIFICACION			
	5. EXAMEN FORMACION (NUCLEOS)			
	6. FRACTURA FORMACION.			
	7. PRUEBA DE TUBERIA/ INSPECCION			
	8. SERVICIO LOCALIZACION SECA, FLOCULACION (MAN. EFLUENTES)	42.000,00	95.000,00	156.000,00
	9. SERVICIO DE PERFORACION DIRECCIONAL/ MOTORES DE FONDO	87.528,75	388.836,00	554.131,95
	10. INGENIERO DE LODO			
	11. SERVICIO INTEGRAL DE FLUIDOS DE PERFORACION.	344.750,00	593.250,00	1.056.650,00
	12. REGISTROS DE DESVIACION (MULTISHOT, GYRO, TELEDRIFT)	5.240,25	23.118,75	32.982,75
	13. SERVICIO DE MUD-LOGGING	133.284,48	67.872,00	214.730,98
	14. VESTIDA, PRUEBA DE BOPS			
	15. EQUIPOS DE BOMBEO PARA PRUEBAS			
	16. CORTE DE NUCLEOS			
	17. BACK-OFF, CORTE DE TUBERIA			
	18. OTROS SERVICIOS CONTRATADOS.	14.803,49		14.803,49
73103001	TRANSPORTE TERRESTRE ALQUILADO	31.000,00		31.000,00
	1. MUDANZA DE TALADRO			
	2. TRANSPORTE TUBULARES Y ACCESORIOS	16.000,00		16.000,00
	3. VACUUM Y MONTACARGAS			
	4. TRANSPORTE OTROS MATERIALES Y EQUIPOS.	15.000,00		15.000,00
73149001	SERVICIOS MISCELANEOS /OPERACIONALES	10.745,73	4.765,48	16.464,31
	1. INSTALACION CONDUCTOR DE 30". APERTURA ZANIAS			
	2. ALQUILER Y LIMPIEZA DE TRAILERS, LIMPIEZA TANQUES, SUM. AGUA			
	3. MANEJO DE TUBULARES (LLAVE HIDRAULICA, MACHACA, FILL-UP)	10.745,73	4.765,48	16.464,31
	4. SOLDADURA			
73201001	ALQUILER DE EQUIPOS DE PERFORACION (TALADROS)	1.417.920,00	1.512.000,00	3.232.320,00
73201002	ALQUILER DE EQUIPOS DE OPERACION			
	1. COMPONENTES SARTA DE PERFORACION (ESTAR, MARTILLOS,ETC)			
	2. EQUIPOS DE CONTROL DE SOLIDOS			
	3. EQUIPOS DE CONTROL DE POZO			
	4. EQUIPOS ADICIONALES			
74110101	MATERIALES/ SUMINISTROS OPERACIONALES	15.471,40	26.595,00	47.385,40
	1. CABEZAL DE POZOS	15.471,40	26.595,00	47.385,40
	2. COLGADOR LINER, ACCESORIOS			
	3. EQUIPOS DE COMPLETACION			
74110300	MATERIALES/ SUMINISTROS TUBULARES	427.358,00	344.202,30	840.400,76
	1. CONDUCTOR 30" Y 20"	53.536,00		53.536,00
	2. REVESTIDOR INTERMEDIO 16", 13 3/8",9 5/8"	309.102,00	344.202,30	722.144,76
	3. LINERS	64.720,00		64.720,00
	4. TUBERIA PQUEMADOR Y LINEA MATAR. X/O, NIPLES, SUBS			
74110430	MATERIALES/ SUMINISTROS MECHAS	439.609,07		439.609,07
	1. MECHAS FASE 20"	12.000,00		12.000,00
	2. MECHAS FASE 17 1/2"	105.907,44		105.907,44
	3. MECHAS FASE 12 1/4"	141.701,63		141.701,63
	4. MECHAS FASE 8 3/8"	180.000,00		180.000,00
	5. OTRAS MECHAS			
74201008	LODO DE PERFORACION/ PRODUCTOS QUIMICOS)			
90060019	RECARGO DE PERFORACION	380.800,00		380.800,00
74201999	OTROS MATERIALES DE PROCESOS			
TOTAL ACUMULADO:		3.611.467,67	3.933.836,98	9.200.072,05

APÉNDICE 46.- Tabla de costos estimado de perforación Caso Contingencia.



RESUMEN DE COSTOS TOTAL PERFORACIÓN

POZO: TACATA "C" (CASO CONTINGENCIA)

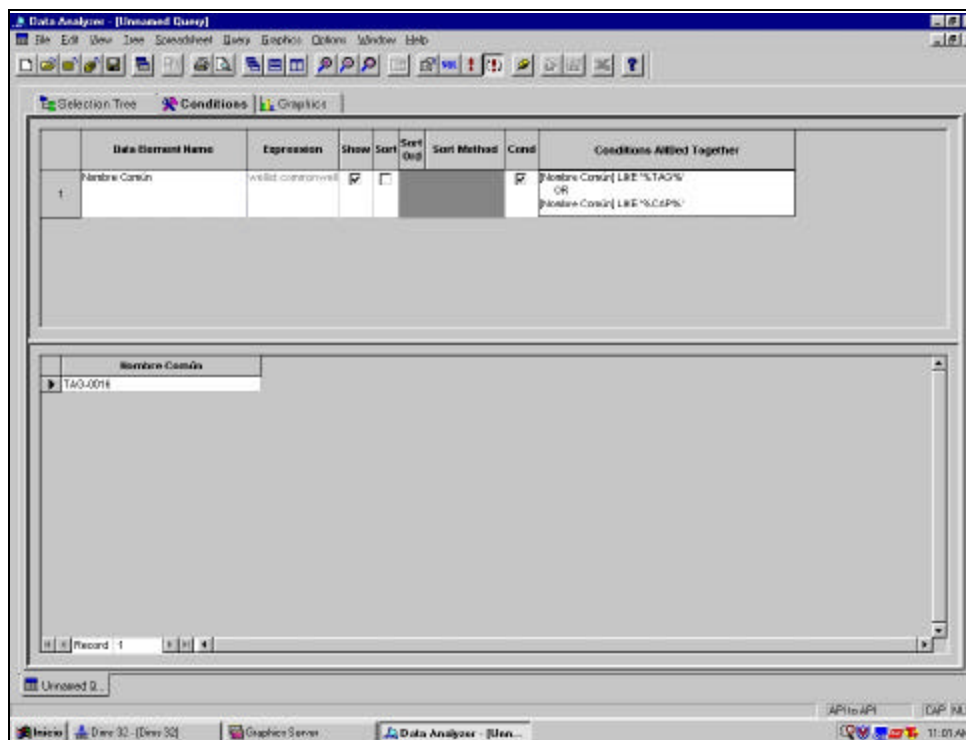
TALADRO: 3000-HP

Bs/\$ 1200	DESCRIPCION DE ACTIVIDADES	COSTO TOTAL		
		(MBs)	(\$)	MBs. Equiv.
71103001	LABOR DIRECTA			
71203001	LABOR INDIRECTA			
73111002	ASISTENCIA TECNICA			
73102001	SERVICIOS CONTRATADOS/TRAB ESPECIALIZADOS POZOS	981.224,99	2.319.569,50	3.764.708,39
	1. CEMENTACION	161.000,00	629.000,00	915.800,00
	2. CAÑONEO			
	3. REGISTROS ELECTRICOS	136.287,25	345.496,00	550.882,45
	4. ACIDIFICACION			
	5. EXAMEN FORMACION (NUCLEOS)			
	6. FRACTURA FORMACION			
	7. PRUEBA DE TUBERIA/ INSPECCION			
	8. SERVICIO LOCALIZACION SECA, FLOCULACION (MAN. EFLUENTES)	56.600,00	124.000,00	205.400,00
	9. SERVICIO DE PERFORACION DIRECCIONAL/ MOTORES DE FONDO	92.373,75	447.711,00	629.626,95
	10. INGENIERO DE LODO			
	11. SERVICIO INTEGRAL DE FLUIDOS DE PERFORACION	364.750,00	668.250,00	1.166.650,00
	12. REGISTROS DE DESVIACION (MULTISHOT, GYRO, TELEDRIFT)	6.655,50	29.362,50	41.890,50
	13. SERVICIO DE MUD-LOGGING	148.755,00	75.750,00	239.655,00
	14. VESTIDA, PRUEBA DE BOPS			
	15. EQUIPOS DE BOMBEO PARA PRUEBAS			
	16. CORTE DE NUCLEOS			
	17. BACK-OFF, CORTE DE TUBERIA			
	18. OTROS SERVICIOS CONTRATADOS	14.803,49		14.803,49
73103001	TRANSPORTE TERRESTRE ALQUILADO	36.000,00		36.000,00
	1. MUDANZA DE TALADRO			
	2. TRANSPORTE TUBULARES Y ACCESORIOS	21.000,00		21.000,00
	3. VACUUM Y MONTACARGAS			
	4. TRANSPORTE OTROS MATERIALES Y EQUIPOS	15.000,00		15.000,00
73149001	SERVICIOS MISCELANEOS /OPERACIONALES	13.382,13	5.810,35	20.354,55
	1. INSTALACION CONDUCTOR DE 30". APERTURA ZANIAS			
	2. ALQUILER Y LIMPIEZA DE TRAILERS, LIMPIEZA TANQUES, SUM. AGUA			
	3. MANEJO DE TUBULARES (LLAVE HIDRAULICA, MACHACA, FILL-UP)	13.382,13	5.810,35	20.354,55
	4. SOLDADURA			
73201001	ALQUILER DE EQUIPOS DE PERFORACION (TALADROS)	1.582.500,00	1.687.500,00	3.607.500,00
73201002	ALQUILER DE EQUIPOS DE OPERACION			
	1. COMPONENTES SARTA DE PERFORACION (ESTAB, MARTILLOS,ETC)			
	2. EQUIPOS DE CONTROL DE SOLIDOS			
	3. EQUIPOS DE CONTROL DE POZO			
	4. EQUIPOS ADICIONALES			
74110101	MATERIALES/ SUMINISTROS OPERACIONALES	15.471,40	26.595,00	47.385,40
	1. CABEZAL DE POZOS	15.471,40	26.595,00	47.385,40
	2. COLGADOR LINER, ACCESORIOS			
	3. EQUIPOS DE COMPLETACION			
74110300	MATERIALES/ SUMINISTROS TUBULARES	622.358,00	344.202,30	1.035.400,76
	1. CONDUCTOR 30" Y 20"	53.536,00		53.536,00
	2. REVESTIDOR INTERMEDIO 16", 13 3/8",9 5/8"	504.102,00	344.202,30	917.144,76
	3. LINERS	64.720,00		64.720,00
	4. TUBERIA PQUEMADOR Y LINEA MATAR, X.O, NIPLES, SUBS			
74110430	MATERIALES/ SUMINISTROS MECHAS	550.296,17		550.296,17
	1. MECHAS FASE 26"	12.000,00		12.000,00
	2. MECHAS FASE 17 1/2"	216.594,54		216.594,54
	3. MECHAS FASE 12 1/4"	141.701,63		141.701,63
	4. MECHAS FASE 8 3/8"	180.000,00		180.000,00
	5. OTRAS MECHAS			
74201008	LODO DE PERFORACION(PRODUCTOS QUIMICOS)			
90060019	RECARGO DE PERFORACION	425.000,00		425.000,00
74201999	OTROS MATERIALES DE PROCESOS			
TOTAL ACUMULADO:		4.226.232,69	4.383.677,15	9.747.645,27

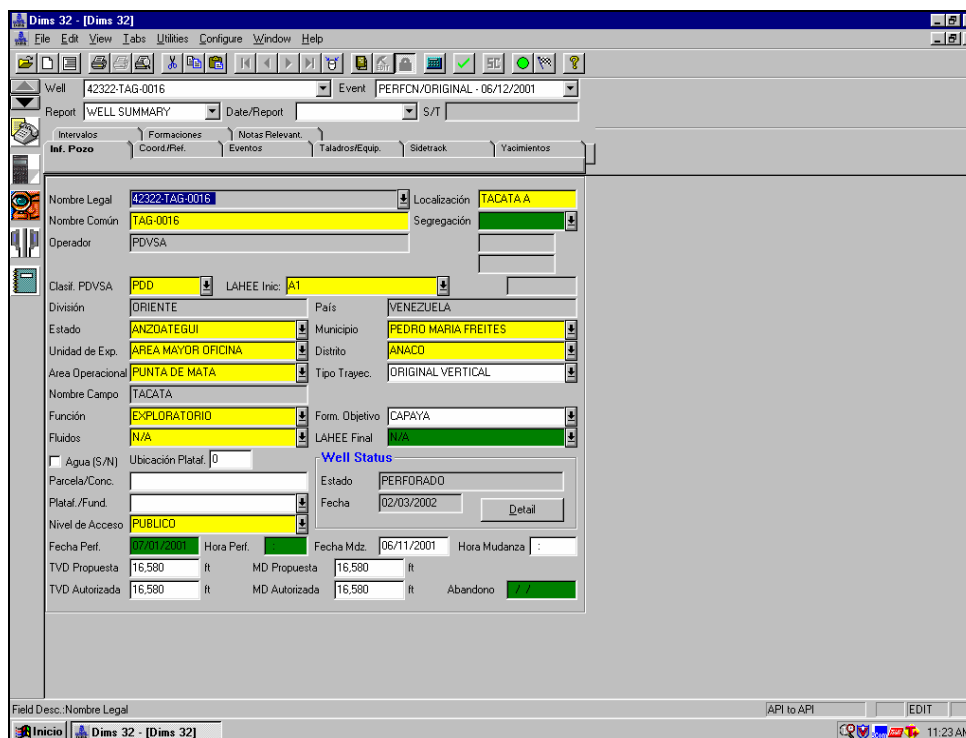


ANEXOS

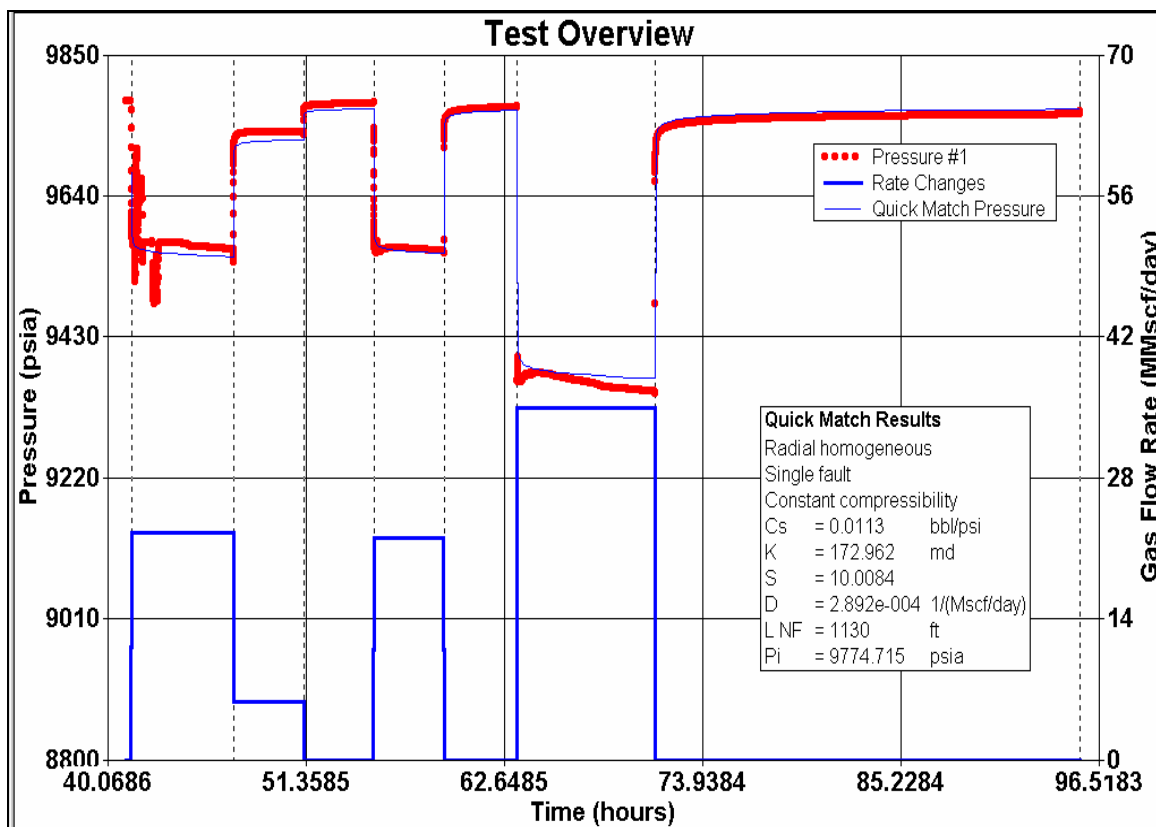
ANEXO 1.- Resultado búsqueda en Data Analyzer.



ANEXO 2.- Ventana de DIMS.



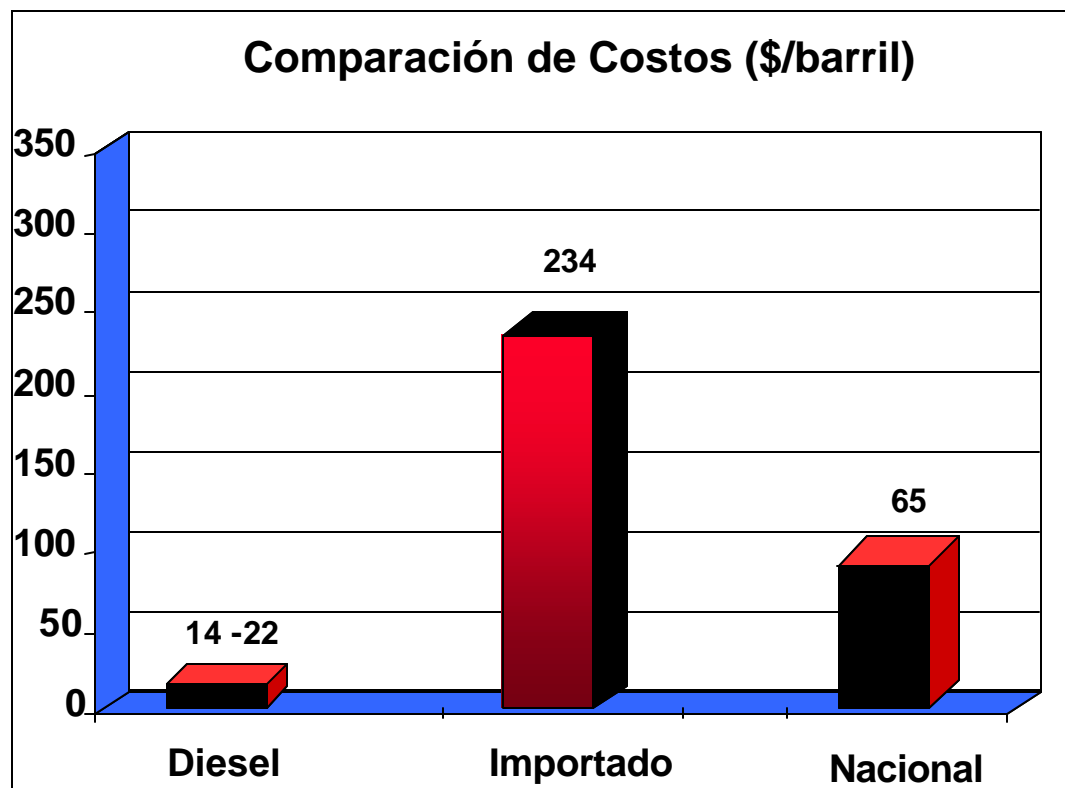
ANEXO 3.- Prueba de restauración del TAG-16. (1)



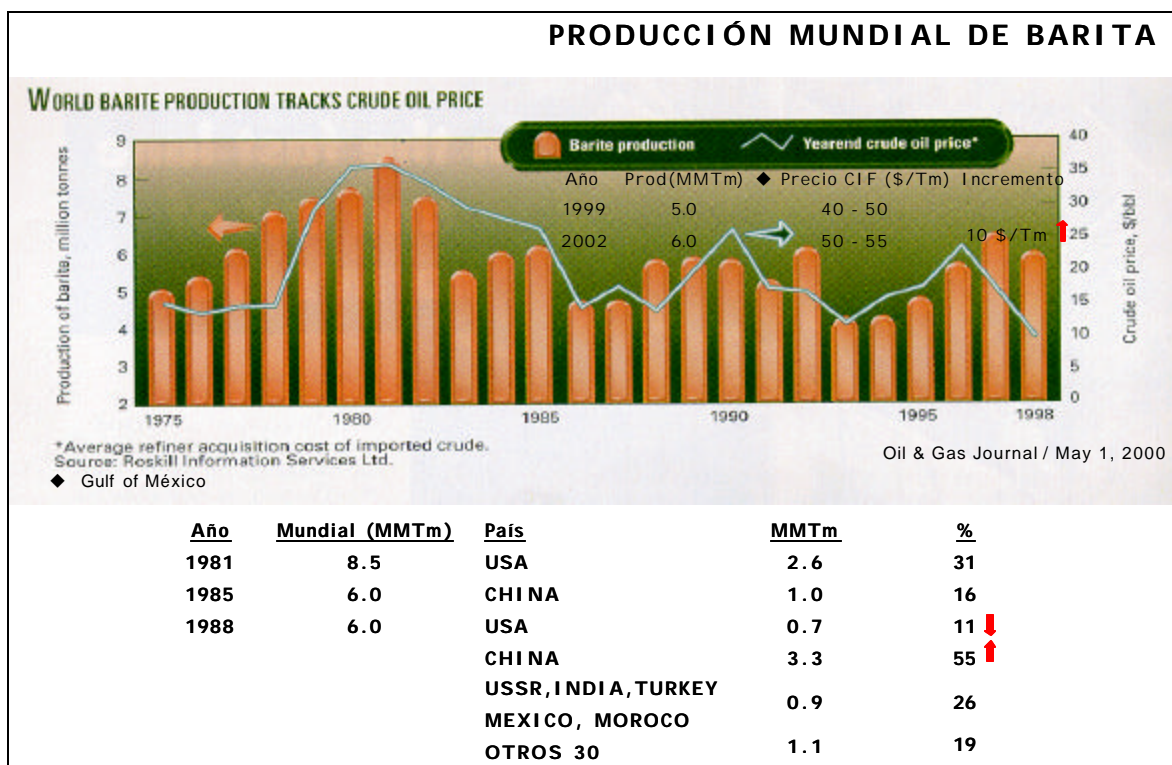
ANEXO 4.- Toxicología y biodegradabilidad de los tipos de aceite. (17)

TIPOS DE ACEITE		Toxicidad		Biodegradación	
				Aeróbica	Anaeróbica
Diesel	Tóxico		Lenta	Muy lenta	
Mineral Importado	No Tóxico		74% (28 días)	68% (60 días)	
Mineral Nacional	No Tóxico		60% (28 días)	65% (60 días)	

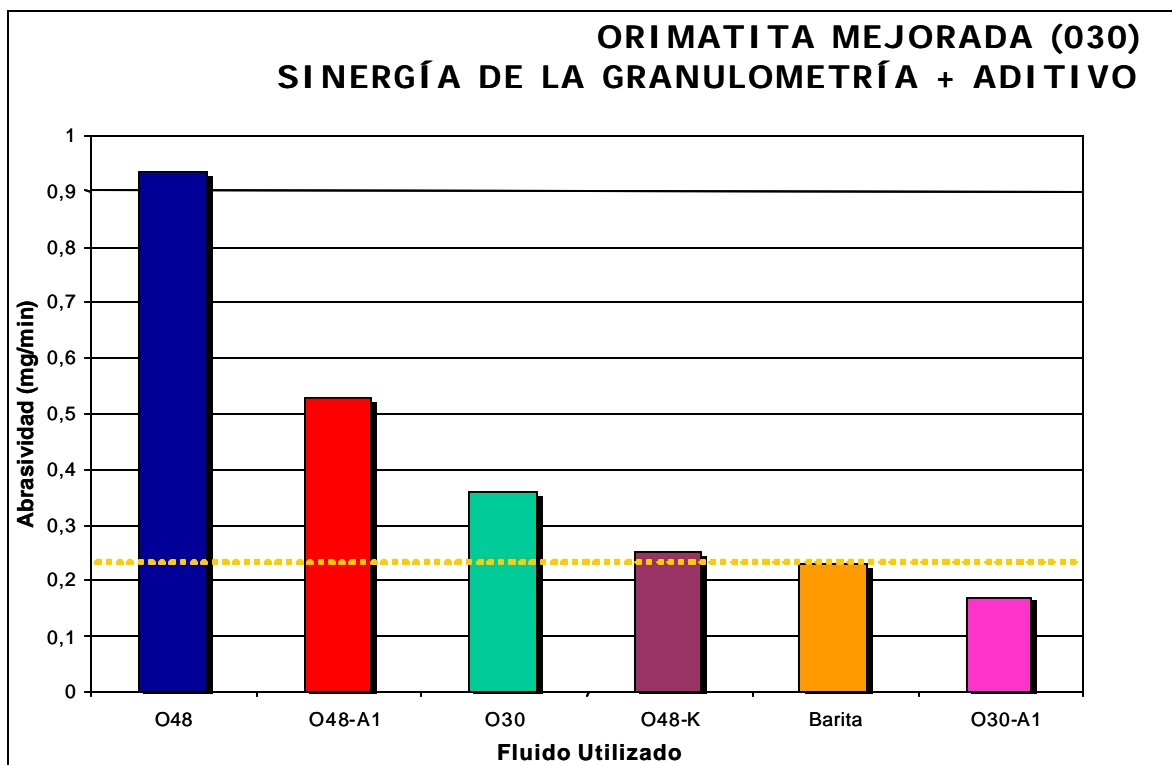
ANEXO 5.- Comparación de costos Diesel-Aceite Mineral. (17)



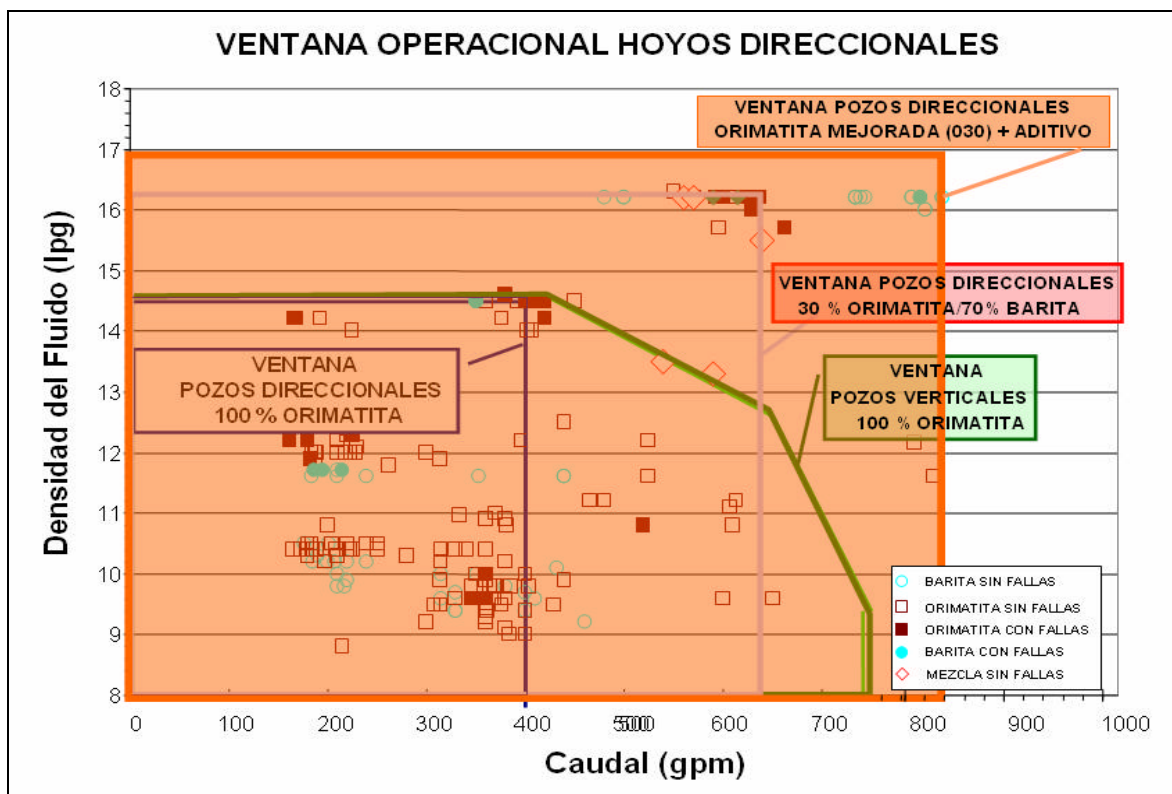
ANEXO 6.- Producción mundial de Barita. (4)



ANEXO 7.- Grafico abrasividad vs fluido Orimatita®. (10)



ANEXO 8.- Ventana operacional de la Orimatita®. (10)



ANEXO 9.- Permiso del MEM para la construcción del Tácata C.

11/11/02 MON 16:32 FAX 65250 PERE GAR



REPUBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
INSPECCION TECNICA DE HIDROCARBUROS
JEFATURA DE ZONA ANACO

N° 607

Anaco, 31 de Octubre de 2002.
192° y 143°

Ciudadano
Gerente de Producción PDVSA Gas.
Anaco.

**REF: APROBACION PERFORACION LOCALI-
ZACION TACATA-C, CAMPO TACATA**

De acuerdo con su comunicación N° A39-03-797, de fecha 24-10-02 mediante la cual su representada solicita la autorización para perforar la Localización Tacata-C, de clasificación (A-1) de avanzada, y con la siguiente información:

Campo: Tacata.			
Parcela: V-50.5			
Bloque: Tacata			
Municipio Autónomo: Freites.			
Parroquia: Urica.			
Estado: Anzoátegui			


Objetivos	Primarios	Objetivo	Secundario
<u>Arena</u>	<u>Yac.</u>	<u>Arena</u>	<u>Yac.</u>
CAPAYA-F	TAG-16	CAPAYA-SUP.	TAG-16
CAPAYA-K	TAG-16		

Esta Jefatura de Zona le participa que autoriza la misma, no eximiendo al solicitante de dar cumplimiento a las demás formalidades establecidas por otros organismos Públicos: Nacionales, Estadales y/o Municipales.

Atentamente:




Ing° José J. Méndez
Jefe de Zona (E)



RAOC/ml.-
Orig. PDVSA
1 cc: DITH
2 cc Archivo

Ministerio de Energía y Minas, Jefatura de Zona Anaco, Av. Principal Campo Norte PDVSA, Anaco, Estado Anzoátegui, Venezuela. Teléfonos (0292) 4205021, 4205020. Fax (0282) 4203212.

ANEXO 10.- Permiso del MARN para la construcción del TÁCATA C.



REPUBLICA BOLIVARIANA DE
VENEZUELA
Ministerio del Ambiente
y de los Recursos Naturales

Para: **Ciudadano
HELIMENAS S. RINCON
Superintendente Jurídico Oriente
P.D.V.S.A. Exploración y Producción
Su Despacho.-**

OFICIO
No. 002864
Fecha: 28 OCT. 2002

DOBLAR

Analizados los recaudos que conforman su expediente, relacionado con solicitud de Afecación de recursos Naturales para la Construcción de la Localización, vía de acceso y perforación del Pozo Delineador TACATA C.

Visto que el Proyecto propuesto (Pozo Delineador TACATA C), se ubicará en la poligonal "D" de acuerdo a Oficio N° 0475 de fecha 29-08-96 mediante la cual se otorgó Autorización de Ocupación del Territorio a la Gerencia Distrital de CORPOVEN –ANACO en jurisdicción del Estado Anzoátegui y Noreste del estado Monagas.

Visto que el Pozo Delineador TACATA C persigue terminar el Plan de Delineación del yacimiento descubierto en 1998 por la empresa ASTRA (REPSOL –YPF), para la consolidación y desarrollo del Campo TACATA.

Visto el Memorando N° 0268 de fecha 24-10-02 emitido por la Unidad de Calidad Ambiental.

Visto que la empresa PDVSA, cumplió con lo solicitado por esta Dirección Estatal Ambiental de cancelar la suma de **UN MILLON NOVECIENTOS DIECIOCHO MIL OCHOCIENTOS SESENTA Y SIETE PUNTO TRES BOLIVARES (Bs.1.918.867,03)**, al presentar la planillas Forma 16 N° 2555275 correspondiente al 25% (Bs 479.716,35) y la planilla de depósito del Banco Industrial de Venezuela N°3457055575% (Bs. 1.439.151,00) a favor de SAMARN, para la realización de afectación de recursos naturales correspondiente a la ejecución del Proyecto "Construcción y Perforación del Pozo TACATA C en el Campo TACATA al este del estado Anzoátegui, entre las poblaciones de Paraman y Capachito, jurisdicción del Municipio Freites.

Visto que en fecha 09-08-01 se firmó un convenio para Fianza Global entre el Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales y Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), en el cual se acordó que PDVSA se constituyera fiadora solidaria y principal pagadora de sus filiales (PDVSA Gas, Petroquímica de Venezuela, S.A. (PEQUIVEN, S.A.), Deltaven, S.A, Palmaven, S.A, INTERVEP, S.A, Bitúmenes del Orinoco, S.A), a los fines de garantizar a la República Bolivariana de Venezuela por órgano del Ministerio del

ANEXO 11.- Permiso del MARN para la construcción del Tácata C (Continuación).

002864
28 OCT. 2002

Ambiente y de los Recursos naturales, el fiel, cabal y oportuno cumplimiento de la ejecución de las medidas y obras de conservación y recuperación que sea necesario acometer en caso de deterioros ambientales establecidas en cada autorización otorgada por el Ministerio.

Visto que la Fianza Global es por un monto de **TRECE MIL QUINIENTOS MILLONES DE BOLÍVARES (Bs.13.500.000.000,00)**, presentada y autenticada por ante la Notaría Pública Tercera del Municipio Baruta del Estado Miranda, en fecha 17 de agosto de 2.001, bajo el N°14, Tomo 62 de los libros de Autenticaciones de esa Notaría y que la misma ampara el monto de **CINCUENTA Y DOS MILLONES QUINIENTOS MIL BOLIVARES (Bs.52.500.000,00)** establecido para la ejecución de las medidas propuestas y aprobadas, las cuales forman parte de esta Autorización. Todo de conformidad con lo señalado en el Artículo 21 de la Ley Orgánica del Ambiente en concordancia con el artículo 45 del Decreto 1.257 de fecha 13-03-96, publicado en Gaceta Oficial N°35.946 del 25-04-96.

Quien suscribe, actuando por delegación de la Ministra del Ambiente y de los Recursos Naturales, de acuerdo a Resolución N° 103 del 04-10-01, publicada en Gaceta Oficial N° 37.305 del 17-10-01, de conformidad con lo establecido en el artículo 7 de la Ley Forestal de Suelos y de Aguas; Artículos 19 y 21 de la Ley Orgánica del Ambiente, artículo 8 del Decreto 1257 de fecha 13-03-96 Gaceta Oficial N°35.946 del 25-04-96, en concordancia con lo señalado en el Decreto 2635 del 22-07-96, Gaceta Oficial 5.245 (E) de fecha 03-08-98 que establece las "Normas para el Control de la Recuperación de Materiales Peligrosos y el Manejo de Desechos Peligrosos y Decreto 2.216 de fecha 23-04-92 Gaceta Oficial N° 4.418 (E) del 27-04-92 que establece las "Normas para el Manejo de Desechos Sólidos de Origen Doméstico Comercial e Industrial o de cualquier otra naturaleza que no sea peligroso" Decreto 2226 del 23-04-92 referido a "normas Ambientales para la Apertura de Picas y construcción de vías de acceso, Gaceta Oficial N° 4.418 (E) de fecha 27-04-92, **Autoriza la Afectación de los Recursos Naturales, (vegetación y suelos)** en la superficie de cinco punto once (5,11) hectáreas y remoción de 6,576 m³ de tierra, para la construcción y perforación del Pozo TACATA C, en el Campo TACATA, Fundo El Ciliál, jurisdicción del Municipio Frites del estado Anzoátegui.

El Proyecto propuesto permitirá validar el medio geológico y evaluar las expectativas de reserva recuperables estimadas en el orden de 153 millones de barriles, 305 MMMPCG y conocer los límites del yacimiento en su extensión Este.

La construcción y perforación del Pozo Delineador TACATA C comprende la ejecución de los siguientes actividades.

Deforestación para la construcción de vías de acceso, localización, sitio de préstamo e instalaciones provisionales en una superficie de 5,11 hectáreas.


Cuadro N°1

ESTRUCTURA	SUPERFICIE A AFECTAR (ha)
PLATAFORMA	1,23
VIA DE ACCESO	3,47
PRÉSTAMO	0,28
INSTALACIONES PROVISIONALES	0,15
TOTAL	5,11

ANEXO 12.- Permiso del MARN para la construcción del Tácata C (Continuación).

002864
28 OCT. 2002

- Remoción de capa vegetal: Esta actividad se realizará en las áreas indicadas anteriormente por un volumen de 6.576 m³ excavación de material: Los cortes de material se ejecutarán en las áreas donde se construirá la vía de acceso, la localización y el sitio de préstamo.
- Extracción de material de préstamo: por la cantidad de 9.873 m³ de arcilla. El granzón será traído de una granzonera comercial autorizada por el MARN, estimándose por la cantidad de 6.097 m³.
- Construcción de la vía de acceso: La vía de acceso se construirá, partiendo desde la vía de la localización TACATA A, con una longitud aproximada de 2.490 metros por 6 metros, la cual contará con drenajes en los laterales, estabilización de taludes etc.
- Construcción de la fosa de perforación (cellar): consiste en una fosa que se realizará de concreto armado de 5,50 m de largo por 3,90 m de ancho por 1,85 m.
- Construcción de canales internos: alrededor del área de operaciones de perforación se construirán canales de concreto protegidos con rejas metálicas, de 30 cms. De ancho por 35 ó 50 cms de profundidad.
- Construcción de área de servicio donde se colocarán los trailer del campamento, plantas de tratamiento de aguas servidas etc.
- Construcción de canales perimetrales de recolección de aguas de lluvias: estos serán construidos alrededor de la plataforma, se realizará en concreto de tipo "V".
- Construcción de tanquillas externas receptores de aguas de lluvias del área de servicio: construidas en concreto de 2m x 2m x 1.50 m, serán protegidos con rejas.



ANEXO 13.- Permiso del MARN para la construcción del Tácata C (Continuación).

002864

20 OCT 2002

CUADRO N° 2

POLIGONAL DE LA LOCALIZACIÓN DEL POZO DELINEADOR TACATA C

Puntos	Norte	Este
L1	1.062.052,36	399.961,17
L2	1.062.502,36	399.961,17
L3	1.062.476,35	-400.084,77
L4	1.062.367,12	-400.082,34

CUADRO N° 3

COORDENADAS DEL EJE DE LA VIA DE ACCESO A LA LOCALIZACIÓN

Puntos	Norte	Este
C-0	1.062.459,67	399.961,17
C-1	1.063.013,45	397.756,92
C-2	1.062.941,18	397.572,14

CUADRO N° 4

COORDENADAS DEL SITIO DE PRESTAMO AL LADO DE LA PLATAFORMA

PUNTO	NORTE	ESTE
P1	1.062.327,83	399.933,03
P2	1.062.405,48	399.952,44
P3	1.062.381,07	-400.049,55
P4	1.062.305,46	-400.030,02

ANEXO 14.- Permiso del MARN para la construcción del Tácata C (Continuación).


002864
26 OCT 2008

Cuadro N° 5 IMPACTOS Y MEDIDAS AMBIENTALES


IMPACTO	MEDIDA
1. AFECTACIÓN DE VEGETACIÓN 2. AFECTACIÓN DE SUELOS 3. AFECTACIÓN DE HABITATS NATURALES 4. AFECTACIÓN DE RÉGIMEN DE ESCURRIMIENTO Y DRENAJES NATURALES 5. ACTIVACIÓN DE PROCESOS EROSIVOS.	<ul style="list-style-type: none"> • Limitar la afectación de los recursos naturales en las áreas autorizadas (vía de acceso, plataforma, préstamo). • Realizar LA actividad de corte y nivelación conforme al plan concebido. Igualmente la extracción de préstamo (arcilla), debe perfilar los taludes de manera tal que favorezca su recuperación posterior). • Construcción de canales de drenajes para conducir las aguas pluviales con sus respectivos dáripadores de emergencia. • Estabilización y conservación de los taludes resultantes de las actividades (vía de acceso, plataforma área de préstamo etc.) • Evitar la incidencia de incendios forestales.
6. INCREMENTO DE RIESGO DE ACCIDENTES	<ul style="list-style-type: none"> • Construcción De cerca de protección. • Señalización vial y control de velocidad. • Medidas de seguridad industrial.
7. CONTAMINACIÓN DE AGUAS SUELOS POR HIDROCARBUROS Y QUÍMICOS UTILIZADOS EN LA PERFORACIÓN.	<ul style="list-style-type: none"> • Manejo adecuado de los desechos peligrosos (Decreto 2.635). • Manejo de almacenamiento adecuado de combustibles, lubricación e insumos utilizados en la perforación. • Realizar las actividades de mantenimiento y servicios de las maquinarias en sitios aptos para tales fines y almacenar los aceites usados conforme al Decreto 2.635.
8. AFECTACIÓN DE LA FAUNA SILVESTRE.	<ul style="list-style-type: none"> • Charlas de concientización a los trabajadores tendientes a la conservación y fomento de la fauna silvestre.

Queda entendido que la ejecución del proyecto Construcción y Perforación del pozo Delineador TACATA C está sujeto al cumplimiento de las condiciones, restricciones y limitaciones:

1. La presente autorización establece la autorización de afectación de recursos naturales para la construcción perforación del pozo delineador TACATA C y su vía de acceso en la superficie de 5,11 hectáreas.
2. La vía de acceso tendrá una longitud de 2.490 metros de largo por 6 metros efectivos de carpeta de rodamiento, empalmará en la progresiva 2+490 de la vía de acceso del pozo TACATA A.
3. El área a afectar debe ser delimitado con cintas de colores fuertes biodegradables, fácilmente identificables por los que ejecutan los trabajos de deforestación y movimiento de tierra, a los fines de evitar excesos en la afectación.




ANEXO 15.- Permiso del MARN para la construcción del Tácata C (Continuación).




002001
28 OCT. 2002

4. El material no-metálico (granzón) será extraído de un saque comercial autorizado por el MARN y trasladado al sitio de los trabajos.
5. Dispone adecuadamente los desperdicios de la vegetación destruida en sitios donde no obstruyan los drenajes naturales, ni sean causa de detrimento al medio ambiente, ni del inicio o propagación de incendios de vegetación.
6. La plataforma tendrá las dimensiones de 105 m x90 m con una franja adicional de 15 m de ancho en todos sus lados. En el proceso de conformación de la plataforma se definirá de forma tal que los escurrimientos se dirijan a sus extremos.
7. No se permite la construcción de muro quemador, visto que la prueba del pozo se realizará con un quemador portátil.
8. La perforación se realizará con la utilización de fluidos no.- tóxico y biodegradable.
9. Tomar las máximas precauciones a fin de evitar contaminación de las aguas suelos y vegetación, por derramamiento de petróleo u otras sustancias nocivas.
10. Eliminar de la superficie del suelo todos aquellos elementos considerados peligrosos (sustancias aceitosas, lodo y químicos) utilizados durante la perforación del pozo, a los fines de evitar la degradación del medio en cumplimiento a lo señalado en el Artículo 20 de la Ley Orgánica del Ambiente.
11. No se permite la construcción de fosas para la recolección de desechos domésticos por lo cual estos deben ser depositados en contenedores de basura debiendo mantenerse por debajo de los niveles de su capacidad para evitar su esparcimiento por las adyacencias de las localizaciones. Posteriormente, deben ser retirados del lugar para su disposición en el vertedero municipal más cercano.
12. Los efluentes líquidos, los aceites y desechos generados, serán envasados y almacenados conforme a lo dispuesto en el Decreto 2.635 de fecha 28-07-98, publicado en Gaceta Oficial N° 5.245 extraordinario del 03-08-98. Los materiales peligrosos deberán ser almacenados tomando las medidas correspondientes, según el tipo de riesgo, conforme al citado decreto.
13. Se deberá tomar medidas para evitar y controlar las emisiones gaseosas o de partículas, efluentes líquidos y desechos sólidos.
14. Las actividades deberán realizarse bajo estrictas normas de seguridad para lo cual se tomarán máximas precauciones, debiendo implementar planes de contingencia en prevención de derrames de sustancias tóxicas o cualquier elemento contaminante.
15. Los desechos peligrosos deben ser manejados por empresas debidamente registradas ante el MARN (RASDA, previo cumplimiento de las disposiciones del Decreto N° 2.635 del 22-07-98, siendo obligación de la empresa PDVSA hacer el seguimiento del estado de sus desechos, ya que el generador de los mismos es el responsable de su tratamiento y disposición final, tal como lo establece el Decreto precitado. Por lo cual se le sugiere que la empresa seleccionada para estos fines




ANEXO 16.- Permiso del MARN para la construcción del Tácata C (Continuación).



28 OCT, 2002

deben llevar un control estricto del material que recibe (debidamente identificado) para cumplir a cabalidad con esta disposición.

16. A objeto de dar cumplimiento a las disposiciones contenidas en el Decreto 1.659 de fecha 05-06-91, deberá realizar una repoblación forestal en una superficie de cero punto cinco hectáreas (0.5h), con especies autóctonas de la región utilizando un distanciamiento de 3x3 m entre árbol y árbol para una densidad de 1,111 plantas. El sitio seleccionado para tal fin, debe ser presentado por el solicitante mediante la correspondiente propuesta y aprobada por el Ministerio antes de su implementación.
17. En el movimiento de tierra para las actividades de corte, relleno, excavación, nivelación y conformación, deberán cumplirse estrictamente las normas establecidas en el Decreto 2.212 publicada en Gaceta Oficial N° 35.906 de fecha 07-05-92, especialmente sus artículos 9° al 22°.
18. La vía de acceso a construir es de tipo III de acuerdo a lo establecido en el artículo 7° del Decreto 2.226 del 23-04-92, publicado en Gaceta oficial N° 4.418 (E) de fecha 27-04-92, estando el promotor obligado a construir obras que garanticen el libre paso y escurrimiento de los drenajes naturales.
19. Se prohíbe la caza y captura de especies pertenecientes a la fauna silvestre. Se recomienda a la empresa establecer programas preventivos orientados a su protección y conservación.
20. En caso de requerirse material de préstamo adicional, este deben extraerse de las adyacencias de la plataforma, una vez ejecutada la actividad debe proceder a su conformación, nivelación y recuperación. No se permite conformarlo para almacenamiento de agua (laguna).
21. El Proyecto debe ejecutarse de acuerdo a lo señalado en el E.I.A. anexa a la solicitud, evaluado y aprobado por el MARN, cualquier modificación debe ser notificada para su consideración.
22. Cumplir con todas las medidas preventivas, mitigantes y correctivas dirigidas a los impactos identificados en el E.I.A. que sustenta y forma parte de esta autorización.
23. La conformación de taludes tanto de la obra como de las áreas conexas, deben ser sostenidas observando el criterio mencionado a el estudio y en el reglamento para obras civiles y de conservación natural.
24. Los daños al ambiente no previstos en la Evaluación Ambiental Especifica que ocurran por negligencia y/o falta de supervisión de los responsables de las actividades, serán sancionados de acuerdo a la normativa legal, sin perjuicio de las acciones penales y civiles a que haya lugar.
25. La actividad a ejecutar debe contar con la figura del Supervisor Ambiental de acuerdo con lo establecido en el artículo 28 del Decreto 1.257.
26. Los informes de Supervisión Ambiental se presentarán formalmente cada tres (3) meses, no obstante la ocurrencia de un evento extraordinario no previsto o evaluado debe ser notificada al MARN de inmediato. El informe debe contener entre otros aspectos lo siguiente:



ANEXO 17.- Permiso del MARN para la construcción del TÁCATA C (Continuación).

712264
28 OCT 2002

♦ Superficie deforestada a la fecha y cantidad restante.
♦ Volúmenes de material removido.
♦ Disposición de la capa vegetal, manejo de aceites, aguas residuales domésticas (baños portátiles), desechos de construcción, domésticos, de equipos de seguridad en el trabajo, etc.
♦ Indicar el cumplimiento de la medida señalada, el tipo, cantidad, ubicado física e impacto que controlará.
♦ Número de empleados y obreros del proyecto, procedencia, clasificación y nombre de empresas contratista.


27. Copia de esta autorización y sus respectivos planos, evaluación ambiental y sus anexos, deberán permanecer en el sitio de las actividades autorizadas, a objeto de facilitar las actividades de vigilancia y control ambiental. Este Despacho se reserva el derecho de realizar las inspecciones que considere necesarias, así como la aplicación de las condiciones aquí establecidas y/o evitar violación de la normativa legal ambiental vigente.

28. Notificar al MARN en el caso de que el pozo Delineador pase a convertirse en pozo de producción.

Todas las condiciones aquí expuestas deberán formar parte de la contratación de las empresas encargadas de ejecutar los trabajos. Tanto PDVSA, como las empresa contratistas serán solidariamente responsables por el cumplimiento de lo establecido en este Acto Administrativo y la normativa legal Vigente.

Esta Autorización se otorga a todo riesgo de la parte interesada, dejando a salvo derechos de terceros por el término de Dos (2) años, contados a partir de la fecha de su recepción, no eximiendo al interesado de dar cumplimiento a las demás formalidades establecidas por los organismos públicos, nacionales, estatales y municipales.

Contra este acto administrativo puede ejercerse recurso de reconsideración en el lapso de quince (15) días contados a partir de la recepción de este oficio, en concordancia con el Artículo 94 de la Ley Orgánica de Procedimientos Administrativos.

Atentamente

 Ing. Neira Fuenmayor de Sánchez
 Dirección Estatal Ambiental Anzoátegui
 Resolución N° 103 del 04-10-01 Gaceta Oficial N° 37.305 del 17-10-01

DEA/MARN/Seb.
17-07-2002
Permiso N° 174

ENTREGADO 20 JUL 2002
ENTREGADO 28 OCT 2002



GLOSARIO

GLOSARIO

A

ÁNGULO DE INCLINACIÓN: Ángulo fuera de la vertical, también se llama ángulo de deflexión.

ANULAR: Espacio comprendido entre dos tubos concéntricos.

ÁREA: División geográfica de gran escala, donde se realizan operaciones de exploración o producción.

ATASCAMIENTO DIFERENCIAL: Atascamiento de la tubería, debido a la gran diferencia de presión entre el hoyo y la formación, siendo mayor la presión en el pozo.

B

BARRENA O MECHA (Bit): Elemento cortante o triturador utilizado para perforar o limpiar los pozos petroleros.

BOP: Abreviatura utilizada para la válvula de seguridad colocada en la boca del pozo, mejor conocida como impide reventones.

BUZAMIENTO: Es el ángulo entre el plano de estratificación de la formación y el plano horizontal, medido en un plano perpendicular al rumbo.

C

CABEZAL DEL POZO: Ensamblaje superficial del pozo, compuesto por válvulas de control, medidores de presión, reductores de flujo, etc. para regular la presión del pozo.

CEMENTACIÓN: Operación especializada, que consiste en la inyección de cemento dentro del pozo para cumplir con diferentes funciones tales como asentamiento de los tubos revestidores y aislamientos de zonas.

CAMISA O "LINER": Revestidor que no llega hasta la superficie, sino que se encuentra colgado en el revestidor anterior.

COMPLETACIÓN: Trabajos posteriores a la perforación que tienen por objeto poner el pozo en condiciones a producir.

COORDENADAS: Ubicación de una localización o de un punto del hoyo son sus distancias en la dirección N-S y E-O a un punto dado.

CAMPO: Proyección en superficie del conjunto de Yacimientos de Hidrocarburos con características similares y asociados al mismo rasgo geológico.

E

EMPACADURA: Herramienta usada como equipo de subsuelo que sirve de sello entre dos conductos. Generalmente el anular entre el revestimiento de producción y eductor, está sellado por una empacadura.

ENSAMBLAJE DE FONDO (BHA): Conjunto de componentes que se encuentran desde la mecha hasta la tubería de perforación, que se encargan de direccionar la mecha, construyendo, tumbando o manteniendo ángulo.

ESFUERZO: Es la fuerza aplicada a un cuerpo pudiendo éste resultar deformado o tensionado.

F

FLUIDO DE PERFORACIÓN: Es el utilizado en las operaciones de perforación donde éste posee cantidades insignificantes de sólidos suspendidos en el agua emulsionada o en el petróleo.

FORMACIÓN: Se refiere a estratos rocosos homogéneos de cualquier tipo, usado particularmente para describir zonas de roca penetrada durante la perforación.

G

GR: Registro que indica la radioactividad natural de las formaciones. En formaciones sedimentarias el registro refleja el contenido de arcillas de las formaciones porque los elementos radioactivos tienden a concentrarse en arcillas y lutitas; y en formaciones limpias generalmente tienen un nivel muy bajo de radiactividad.

GRADO API: Clasificación del petróleo con propósitos particulares en función de su densidad.

GRAVEDAD ESPECÍFICA: Relación de la densidad de una sustancia a determinada temperatura con la densidad de agua a 4 °C.

I

INFLUJOS: Reacción de la formación al tener una presión mayor a la del hoyo.

L

LOCALIZACIÓN: identificación alfanumérica dada a un punto de coordenadas bien definidas, que ubica el lugar donde eventualmente se perforará un pozo; extendiéndose a toda el área circundante donde estarán ubicados los equipos necesarios para realizar todas las actividades que conllevan a la perforación y operación de dicho pozo.

M

MUDAR: Consiste en desvestir la Unidad y todos sus subequipos y componentes, transportarlos hasta la nueva localización, realizar el vestido de la misma y sus subequipos en el pozo designado a ser trabajo.

P

PERFORAR: Abrir un conducto, desde la superficie de la tierra hasta el subsuelo con el fin de localizar hidrocarburos y posteriormente producirlos.

PESCADO: Objeto dejado en el hoyo durante la perforación o rehabilitación, el cual debe extraerse para continuar la operación.

PESCAR: Recuperar objetos perdidos en el pozo.

PLANIFICACIÓN: proceso de análisis para estructural un proyecto, partiendo de un objetivo único, acompañado de todas las actividades que se requieren, ordenadas lógicamente, indicando todos los productos solicitados y asignando los responsables en función de estrategias de ejecución acordadas con el fin de completar el proyecto bajo los criterios de tiempo, costo y calidad requeridos por el cliente.

PORO: Espacio vacío que posee la roca donde se puede almacenar aire, agua, hidrocarburo u otro fluido. El porcentaje de espacio vacío es la porosidad.

PROYECTO: producto de actividades planificadas que tienen: un objetivo definido, el cual debe ser realizado dentro de ciertas especificaciones (tiempo, costos y calidad); fechas definidas de inicio y fin; recursos asignados (financieros, físicos, humanos, etc.) y se manejan dentro de una organización (formal o informal) temporal.

R

REVESTIDOR: Tubería de acero que se va introduciendo y cementando en los pozos de petróleo o gas a medida que la perforación va progresando. Este sirve como protección a las zonas ya perforadas, proteger las instalaciones de superficie mediante el aislamiento de zonas de presiones anormales y con presencia de fluidos ácidos como el ácido sulfídrico (H_2S) o el dióxido de carbono (CO_2), entre otras.

RFT: Probador de formación es un herramienta que pone en comunicación un sistema, midiendo presión y tomando muestras de fluidos con el sistema de fluidos de la formación. Esta herramienta posibilita investigar las características estáticas y dinámicas del fluido de la formación.

RGP: Es la porción de petróleo y gas obtenida en un pozo productor bajo condiciones de presión y temperaturas dadas.

RUMBO: Es la intersección entre el estrato y un plano horizontal, medido desde el plano N-S.

S

SARTA: nombre que se le da al conjunto de elementos que forman una tubería de perforación, de revestimiento, de producción, etc.

SP: La curva de potencial espontáneo es un registro de la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie en función de la profundidad. En frente de las lutitas, el SP define la línea más o menos recta en el registro, se le llama línea base de lutitas.

SUAVEO: efecto de disminución de presión, debido a la sacada de la tubería a una velocidad tal que no permite que el volumen ocupado por la tubería se llene de fluido, ocasionando probablemente influjos.

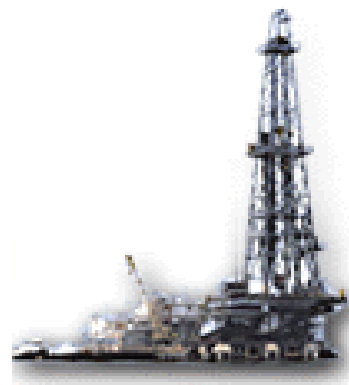
SURGENCIA: efecto de aumento de presión, debido a la metida de la tubería a una velocidad tal que no permite que el volumen desplazado por la tubería salga del hoyo, ocasionando probablemente pérdidas de circulación.

T

TORQUE Y ARRASTRE: efecto producido sobre la tubería, debido a un problema ocurrido en el pozo, en el cual las formaciones tienden a derrumbarse sobre la mecha, creando estos efectos durante la sacada de la tubería.

Y

YACIMIENTO: Formación geológica porosa y permeable capaz de almacenar y permitir el paso de fluidos a través de ella y poseer valor económico.



NOMENCLATURA

NOMENCLATURA

A

AMN: Aceite Mineral Nacional.

API: Instituto Americano de Petróleo. Siglas en inglés "American Petroleum Institute".

B

BHA: Ensamblaje de fondo. Siglas en inglés "Bottom Hole Assembly".

Bls: Barriles.

BN: Barriles Normales.

BNPD: Barriles Normales de Petróleo Diarios.

BOP: Impide reventones. Siglas en inglés "Blow Out Preventor".

BP: "British Petroleum".

BPPD: Barriles de petróleo Por Día.

C

CA: Capaya.

CaCl₂: Cloruro de calcio.

cc: Centímetros cúbicos.

COMPASS: "Computerized Planning and Analysis Survey System"

COT: Contenido Orgánico Total.

CO₂: Dióxido de carbono.

cp: Centipoise.

D

D: Días

DFW: "DIMS For Windows".

Diam: Diámetro.

DIMS: "Drilling Information Management System".

DP: Diferencia de Presión.

DQg: Diferencia de la tasa de gas.

DQo: Diferencia de la tasa de petróleo.

DST: "Drilling String Test".

DT: Registro Sónico.

E

E: Este.

Ec. Ecuación.

EI: Eficiencia de la Inversión.

Ent.: Entrada.

EPM: Exploración, Producción y Mejoramiento.

F

FEL: "Front End Loading".

Fig.: Figura.

Fm: Formación.

G

GR: Gamma Ray.

gpm: Galones por minuto.

H

h: Horas.

HP: Caballos de fuerza "Horse Power".

hr: Horas.

H₂S: Ácido sulfhídrico.

I

ICADP: Índice de calidad de Definición de Pozo.

ICADY: Índice de Calidad de Definición del Yacimiento.

ICEY: Índice de Complejidad Estática del Yacimiento.
ICODP: Índice Complejidad de Pozo.
ICODY: Índice de Complejidad Dinámica del Yacimiento.
ID: Diámetro interno. Siglas en inglés "Internal Diameter"
IEL: Registro de Resistividad.
IPA: "Independent Project Analysis".

K

K: Kilo.
k: Permeabilidad.

L

Lb.: Libra.
Lbf: Libra-fuerza
Loc.: Localización
Lpc: Libras por pulgada cuadrada.
Lpg: Libras por galón.
LWD: "Logging While Drilling"

M

M: Miles.
m: Metro.
m²: Metro cuadrado.
m³: Metro cúbico.
MARN: Ministerio del Ambiente y de Recursos Naturales
MC: Mínimo Costo.
mD: Mili Darcy.
MD: Profundidad medida. Siglas en inglés "Measure Depth".
MEM: Ministerio de Energía y Minas.
min: Minuto.
MIP: Metodología Integral de Productividad.

MIYA: Modelaje Integral de Yacimientos.

MM: Millones.

MMM: Miles de millones o millardos.

MWD: "Measurement While Drilling"

N

N: Norte.

O

O: Oeste.

OBG: Gradiente de sobrecarga.

OD: Diámetro externo. Iniciales de las siglas en inglés "Outside Diameter".

OFM: "Oil Field Manager".

P

P: Presión

PC: Pies Cúbicos.

PCGD: Pies Cúbicos de Gas Diarios.

PCN: Pies Cúbicos Normales.

PCND: Pies Cúbicos Normales Diarios.

Perf: Perforado.

PDC: "Polycrystalline Diamond Compact".

PDD: Proyecto Delineador y Desarrollo.

PDVSA: Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima.

PEP: Proyecto Evaluador de Prospecto.

PGO: Proyecto Generador de Oportunidades.

PGP: Proyecto Generador de Prospecto.

PIP: Prueba de Integridad del Pozo.

PLT: Prueba de producción. Siglas en inglés "Production Logging Test".

POES: Petróleo original en sitio.

ppm: Partes por millón.

Prof.: Profundidad.

Prom.: Promedio.

pulg.: Pulgadas.

pulg².: Pulgadas cuadradas.

PVT: "Pressure, Volume and Temperature".

Pwf: Presión de fondo fluvente.

Q

Qg: Tasa de gas.

Qo: Tasa de petróleo.

R

RA/RC: Rehabilitación o reacondicionamiento.

Rev.: Revestidor.

RFT: Prueba de formación. Siglas en inglés "Repeat Formation Tester".

RGP: Relación Gas Petróleo.

RHOB: Registro de densidad.

ROP: "Rate of Penetration".

rpm: Revoluciones por minuto.

S

S: Sur.

seg: Segundo.

SHA: Seguridad, Higiene y Ambiente.

SP: Potencial Espontáneo.

SPE: Sociedad de Ingenieros de Petróleo. Siglas en inglés "Society of Petroleum Engineer".

Sup.: Superficie

T

TFA: Área de flujo verdadera. Siglas en inglés “True Flow Area”.

Tm: Toneladas métricas.

TP: Tiempo de pago.

TVDSS: Profundidad real verdadera por debajo del nivel del mar. Siglas en inglés “True Vertical Depth Sub Sea”.

U

UEY: Unidad de Explotación de Yacimiento.

UNE: Unidad de Negocios de Exploración.

UTM: Sistema de medición geográfico de coordenadas. Siglas en inglés “Universal Transverse Mercator”.

V

VPN: Valor Presente Neto.

VCD: Visualización, Conceptualización y Definición.

Símbolos

° : Grado.

‘ : Pies.

“ : Pulgadas.

#: Lbs/pies.

± , +/- : Más o menos.

\$: Dólar.

3D: Tres dimensiones o tridimensional.

X/O: “Cross Over”.

%AyS: Porcentaje de agua y sedimento.